

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВНЕДРЕНИЕ ТЕРМОМАНОМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С РАСХОДОМ СРЕДЫ ДЛЯ ФОНТАННОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.51:621.398(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Шаталов Артем Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)

в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4В	Шаталову Артему Олеговичу

Тема работы:

ВНЕДРЕНИЕ ТЕРМОМАНОМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С РАСХОДОМ СРЕДЫ ДЛЯ ФОНТАННОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 11.03.2019 №1829/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Литературные источники и фондовые материалы, такие как: технологическая схема разработки X нефтяного месторождения, месячные эксплуатационные рапорты, технологические режимы, проектная документация, конструктивная документация оборудования.
--------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение геологического строения X нефтяного месторождения; Анализ фонда скважин; Рассмотрение вариантов контроля фонда скважин; Проработка проектных решений. Детализация процесса разработки технологии погружной телеметрии на фонтанных скважинах. Концепт-дизайн комплекса системы погружной телеметрии; Влияние внедренного метода на показатели добычи по месторождению; Перспективы развития применения системы погружной телеметрии на X месторождении ООО «Х».
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Изучение геологического строения X нефтяного месторождения; Анализ фонда скважин.	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Общие сведения о X нефтяном месторождении.
Геолого-физическая характеристика месторождения.
Проработка проектных решений.
Детализация процесса разработки технологии погружной телеметрии на фонтанных скважинах. Концепт-дизайн комплекса системы погружной телеметрии.
Влияние внедренного метода на показатели добычи по месторождению.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		15.03.2019
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Шаталов Артем Олегович		15.03.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2018 /2019 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.03.2019	Обзор литературы по теме бакалаврской работы	15
15.04.2019	Описание геолого-физической характеристики месторождения	10
05.04.2019	Проработка проектных решений.	30
10.04. 2019	Детализация процесса разработки технологии погружной телеметрии на фонтанных скважинах.	10
20.04.2019	Концепт-дизайн комплекса системы погружной телеметрии	15
05.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
20.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 страниц, 8 рисунков, 9 таблиц, 16 источников.

Ключевые слова: фонтанный фонд скважин, система погружной телеметрии, автоматизированный комплекс.

Объектом исследования являются скважины X нефтяного месторождения.

Цель работы – анализ технологической и экономической эффективности применения автоматизированного комплекса управления фонтанной скважиной, а также разработка системы погружной телеметрии на примере X нефтяного месторождения.

В процессе исследования проводились анализ фонтанного фонда скважин, проводимые исследования фонтанного фонда скважин, анализ экономической эффективности применения автоматизированного комплекса на фонтанной скважине.

В результате исследования предложено оптимальное решение по разработке и внедрению автоматизированного комплекса для сбора информации и управления режимом фонтанной скважины.

Область применения: фонтанирующая скважина.

Экономическая эффективность работы связана с уменьшением оперативных затрат и прироста добычи фонтанного фонда скважин.

Список используемых сокращений

ТМС – термоманометрическая система;

СПТ – система погружной телемитрии;

ФС – фонд скважин

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ППД – поддержание пластового давления;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ЧНЗ – чисто–нефтяная зона;

ВНЗ – водо–нефтяная зона;

УПН – установка подготовки нефти;

УЭЦН – установка электроцентробежных насосов;

СШН – скважинные штанговые насосы;

КПД – коэффициент полезного;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

МРП – межремонтный период;

ИСО – ингибитор солеотложения;

ППР – планово–предупредительный ремонт;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КВЧ – коэффициент взвешанных частиц;

ГТМ – геолого–технические мероприятия;

ПЭД – погружной электродвигатель;

КВУ – кривая восстановления уровня;

БСИ – блок считывания информации;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	14
1.1 Основные этапы геологоразведочных работ.....	14
1.1 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение	19
1.2 Результаты опробования и испытания скважин	23
2 Технологические особенности способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования на Х месторождении	34
2.1 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования.....	34
2.1.1 Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин ..	34
2.1.2 Эксплуатация скважин с применением УЭЦН.....	34
2.1.3 Эксплуатация скважин фонтанным способом.....	35
2.2. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования на перспективу..	36
2.2.1. Перспективы фонтанной эксплуатации скважин	36
2.2.2 Перспективы эксплуатации скважин с применением УЭЦН	38
2.2.3 Перспективы эксплуатации скважин с применением УЭВН, УСН, УЭДН, УГПН.....	38
3 КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ Х МЕСТОРОЖДЕНИЯ .	40
3.1 Обоснование сети наблюдательных скважин	41
3.2 Состав и объем исследовательских работ	41
3.3 Контроль разработки методами промысловой геофизики	42
3.4 Контроль разработки гидродинамическими исследованиям	49
4 ТЕКУЩАЯ СХЕМА КОНТРОЛЯ ФОНТАННОГО ФОНДА СКВАЖИН И ПРЕДЛАГАЕМАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ.....	56

4.1 Текущая схема контроля фонтанного фонда скважин.....	56
4.2 Предлагаемая схема цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины.....	59
4.3 Общие сведения о концепте.....	60
4.3.1 Задачи по автоматизированному комплексу.....	61
4.3.2 Технические и технологические требования	61
4.3.3 Технические требования к оборудованию	61
4.3.4 Конструктивные требования	64
4.3.5 Требования по транспортабельности, хранению и гарантии.....	66
4.3.6 Требования к консервации, упаковке и маркировке изделия	66
4.3.7 Реализация работ по испытанию перспективного комплекса.....	67
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
6.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных системой погружной телеметрии.....	82
6.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных системой погружной телеметрии.....	85
6.3 Экологическая безопасность.....	89
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97

ВВЕДЕНИЕ

Условие автоматизации любого вида деятельности появляется в том случае, когда выполняемые человеком функции могут быть в достаточной степени формализуемы и адекватно воспроизведены с помощью технических средств, при условии выполнения требований по качеству, нефтяная отрасль Российской Федерации продолжает уверенный рост автоматизации процессов добычи нефти и газа.

Автоматизация технологического процесса — совокупность методов и средств, предназначенная для реализации системы или систем, позволяющих осуществлять управление самим технологическим процессом без непосредственного участия человека, либо оставления за человеком права принятия наиболее ответственных решений. В основном под автоматизацией понимают автоматизацию начального уровня. Система датчиков определяет необходимое состояние оборудования. Но добавлением к термину области автоматизации можно изменить его значение.

Для ООО «Х», являющемся дочерним обществом ПАО «Х», увеличение эффективности добычи нефти является приоритетным направлением. Сложная инфраструктура, большая доля малodeбитного фонда, освоение новых лицензионных участков и на 98% механизация эксплуатации накладывает на это свои особенности. При этом в активе Общества имеется доля скважин, эксплуатируемая фонтанным способом. Данная доля по среднедействующему фонду малая, но вносит существенный вклад в общую добычу нефти и газа.

В рамках автоматизации и повышения эффективности эксплуатации скважин фонтанным способом в технологическом плане актива Общества сформирована программа по поиску оптимальных решений. Концепция автоматизации и безлюдных технологий, сформированная технологическим отделом коррелируется с лучшими наработками по данной тематике, накопленными Компанией по опыту эксплуатации скважин механизированным способом.

На данном уровне технологического развития контроля и управления добычи нефти механизированным способом эксплуатации уже возможно в режиме "on-line" получать информацию по более чем ста параметрам как самой насосной установки, так и прочих данных (замер объема добычи, историческая информация, конструкция скважины, геологические условия) с последующей программной обработкой, что позволяет обеспечивать достижение целевого уровня дебита и забойного давления. При этом в случае с фонтанным способом эксплуатации уровень контроля и управления режима работы скважины по сути остался в прошлом веке. Отсутствие возможности постоянного контроля режима работы фонтанирующей скважины и принятие решений зачастую ретроспективно на основании дискретных невалидируемых данных снижает эффективность работы скважины, а соответственно увеличивает стоимость извлекаемой продукции.

В XXI веке российский рынок нефтепогружного оборудования не имеет качественных, надежных и экономически рентабельных комплексов погружной телеметрии для фонтанных скважин. Здесь проблема во многом зависит низкой вовлеченности и заинтересованности в данную тематику как нефтегазовых компаний, так и производителей оборудования. При этом развитие данного сектора нефтегазового оборудования в перспективе может быть востребовано в технологических проектах Компании по направлению нефтегазовых оторочек Ямала и освоению баженовской свиты.

Именно поэтому работу по данному направлению, первоначально как в интересе дочернего общества, активно поддержал научно-технологический центр Компании. Была сформирована концепция разработки технических требований по созданию комплекса системы погружной телеметрии, позволяющего экономически выгодно обеспечить автоматизированный контроль и управление режима работы фонтанных скважин.

Данную задачу можно решить адаптацией СПТ от УЭЦН под фонтанный способ эксплуатации. В результате адаптации СПТ УЭЦН получим телеметрию для фонтанирующих скважин дешевле в 5 раз от предложенных на рынке РФ

аналогов контроля ФС, что позволит охватить 100% ФС скважин системой телеметрии на месторождениях ООО «Х».

Целью данной работы является разработка проектного решения СПТ для фонтанного способа эксплуатации, анализ применения СПТ при эксплуатации скважин. Для достижения данной цели поставлены следующие задачи:

1. Изучение геологического строения Х нефтяного месторождения;
2. Анализ фонтанного фонда скважин;
3. Рассмотрение вариантов контроля фонтанного способа эксплуатации;
4. Методика выбора режима фонтанирования и мониторинг;
5. Выявление проблем с эксплуатацией фонтанных скважин и применяемые решения;
6. Проработка проектных решений. Детализация процесса разработки технологии погружной телеметрии на фонтанных скважинах. Концепт-дизайн комплекса системы погружной телеметрии;
7. Влияние внедренного метода на показатели добычи по месторождению;
8. Перспективы развития применения системы погружной телеметрии на Х месторождении ООО «Х».

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Основные этапы геологоразведочных работ

Планомерное изучение геологического строения района с целью выделения крупных структурно-тектонических элементов и выбора направления нефтепоисковых работ началось в пятидесятых годах прошлого столетия. В 1957 году начато проведение сейсморазведочных работ МОВ и структурное бурение, направленных на поиски и в дальнейшем разведку залежей нефти и газа в меловых, юрских отложениях чехла и в породах фундамента.

В 1973 году начались работы МОГТ, а с 1974 года МОГТ и КМПВ. В 1974 году изучение района проводилось мелкомасштабными: геологической, аэромагнитной и гравиметрической съемками масштаба 1:1 000 000, в результате выделены крупные структурно-тектонические элементы. В дальнейшем совершенствовались методики проведения полевых работ, обработки и интерпретации сейсмических наблюдений, комплекса ГИС, изучения керна и вещественного состава пород. По мере изучения геологического строения района масштаб исследований детализировался, совершенствовались методы исследований.

Х поднятие было выявлено по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д выполненных в 1981-1982 годах. В 1985 году по результатам бурения поисковой скважины №40Р в присводовой части поднятия открыто Х нефтегазоконденсатное месторождение.

В 2004-2005 годах силами на территории Х и сопредельного Х месторождений ОАО «Сибнефтегеофизика» (с.п. 14/04-05) выполнили сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 350 кв. км с целью уточнения геологического строения (Рис.1). Обработку и интерпретацию полученных данных выполнила компания «Халлибуртон Инт. Инк.» в 2006 году. Материал МОГТ-3Д был обработан и проинтерпретирован совместно с данными МОГТ-2Д.

В 2008 году по результатам бурения ряда скважин в пределах Х и Х месторождений компания «Рой-Интернэшнл Консалтанси Инк.» выполнила

переобработку и переинтерпретацию сейсмических данных [1]. В результате в интервале целевых отражений повышена разрешенность сейсмической записи, что позволило существенно уточнить геологическую модель строения юрского интервала разреза и интервала вблизи палеозойского основания, проследить положение зон разрывных нарушений и границ тектонических блоков.

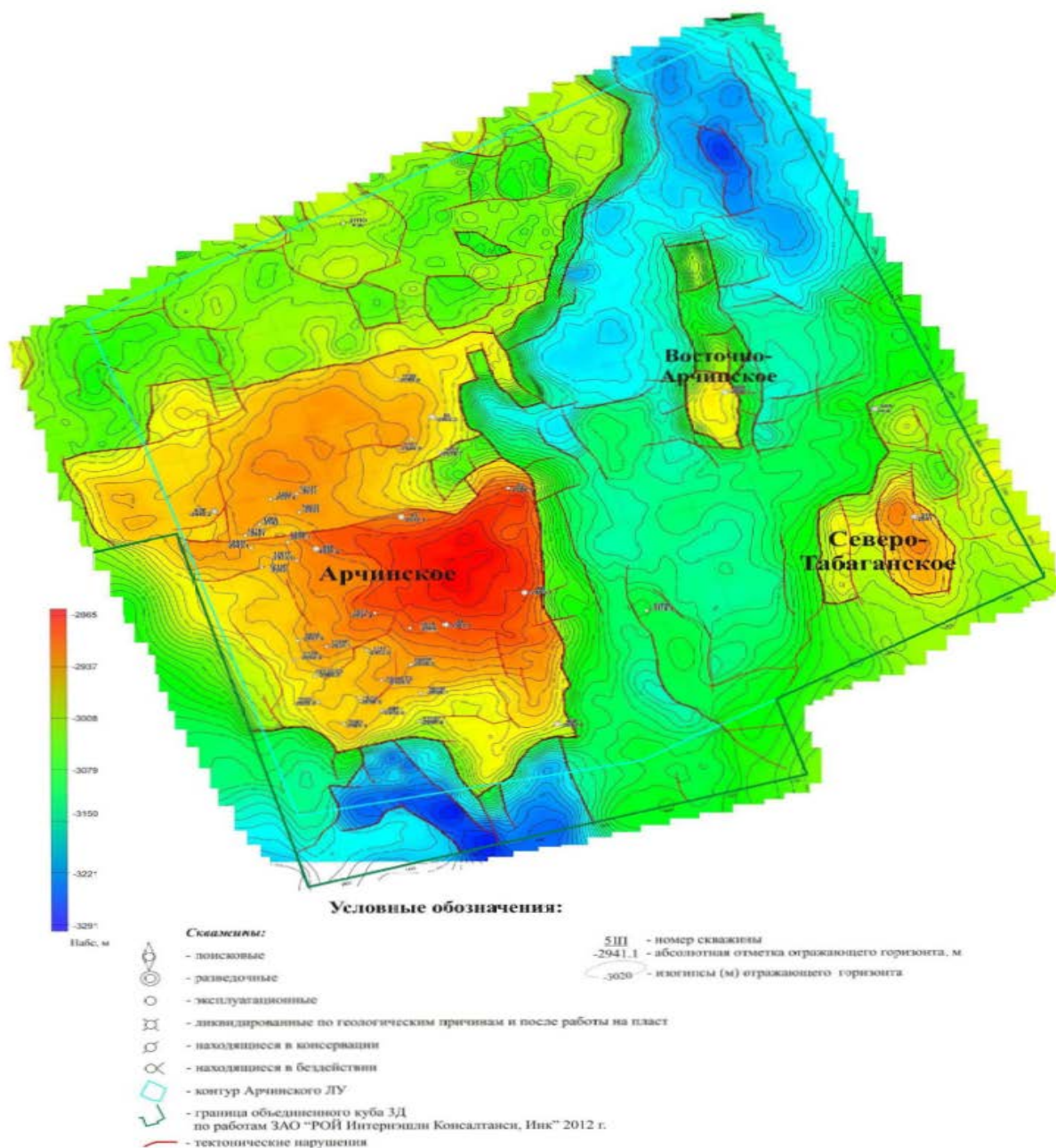


Рисунок 1 - Геологического строения X месторождения

Результаты переобработки 2008 года легли в основу работ по подсчёту запасов, выполненному в 2009 году компанией ООО «Х» по пластам Ю/, Ю14,

Ю15, М [2]. На начало 2009 года на месторождении было пробурено 11 поисково-разведочных скважин и 4 эксплуатационные скважины.

В 2010-2011 года силами с.п. №17/10-11 филиала ОАО «Интегра-Геофизика» - «Томский Геофизический Трест» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объёме 210 кв. км, закрывшие Восточно-Арчинскую площадь (80 кв. км) и Южно-Урманский купол (130 кв. км) (Рис.1).

В 2012 году в едином ключе по всему материалу МОГТ-3Д (510 кв. км) были выполнены обработка и интерпретация силами «Рой-Интернэшнл Консалтанаси, Инк.» [3].

Результатом работ стало уточнение геологической модели строения Х, Южно-Х, Х и Восточно- Х площадей. Построены структурные карты масштаба 1 :25000 по отражающим горизонтам М1, J 17, J 16, J 1s, J 14, U 10, J6, J /, В, Klm, К , K1al, C1, а также структурные карты по кровлям коллекторов пластов М+М1, Ю17, Ю16, I01s, Ю14, Юв, Ю12, Ю11, Ю10, Ю7, Ю6, Ю/, Б9.

Кроме структурной интерпретации по сейсмическому материалу был выполнен анализ атрибутов и сейсмофаций. С привлечением всех данных поисково-разведочного и эксплуатационного бурения был проведен статистический анализ по выявлению корреляционных связей между атрибутами сейсмического сигнала и петрофизическими параметрами продуктивных пластов. По результатам анализа были рассчитаны прогнозные карты эффективных толщин и коэффициентов пористости коллекторов для пластов М+М1, I01s, Ю14, Ю10, Ю6, Ю11.

Таким образом, в 2012 году были уточнены геологические модели продуктивных пластов месторождения, а также выделены новые нефтегазоперспективные объекты.

В 2014 году по результатам бурения ряда эксплуатационных скважин было принято решение о переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведки с целью уточнения строения палеозойских отложений. Обработка и интерпретация были выполнены силами ООО «Славнефть-НПЦ»

по материалу МОГТ-3Д в объёме 378 кв. км (в пределах Х, Восточно- Х и Х лицензионных участков) [4].

Помимо результатов базовой обработки были получены сейсмические кубы когерентности и синергетических сингулярностей. По данным когерентного анализа поля синергетических сингулярностей (SS-технология) была построена пространственная сеть тектонических нарушений. В результате обработки по ФП-технологии были получены поля энергии рассеянных волн (ПЭРВ) - индикатора открытой трещиноватости геологического разреза.

Результатом работ стало уточнение геологической модели изучаемых площадей: построены структурные карты масштаба 1 :25000 по отражающим горизонтам М (кровля тогурской пачки) и М1 (кровля палеозойских отложений).

В пределах Х месторождения в разные годы были выполнены работы ВСП. Как правило, это наблюдения из одного ближнего и одного дальнего пункта возбуждения. Работы ВСП 2006 года и 2010 года были использованы при интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3Д в 2008-2014 годах.

Более поздние работы ВСП, в скважине №52 Арчинская, выполненные в середине 2014 года и в скважине №47 Арчинская, завершившиеся в июле 2015 года, позволили уточнить скоростную характеристику разреза в пределах месторождения.

Краткая информация по геолого-геофизической изученности района на рисунке 2.

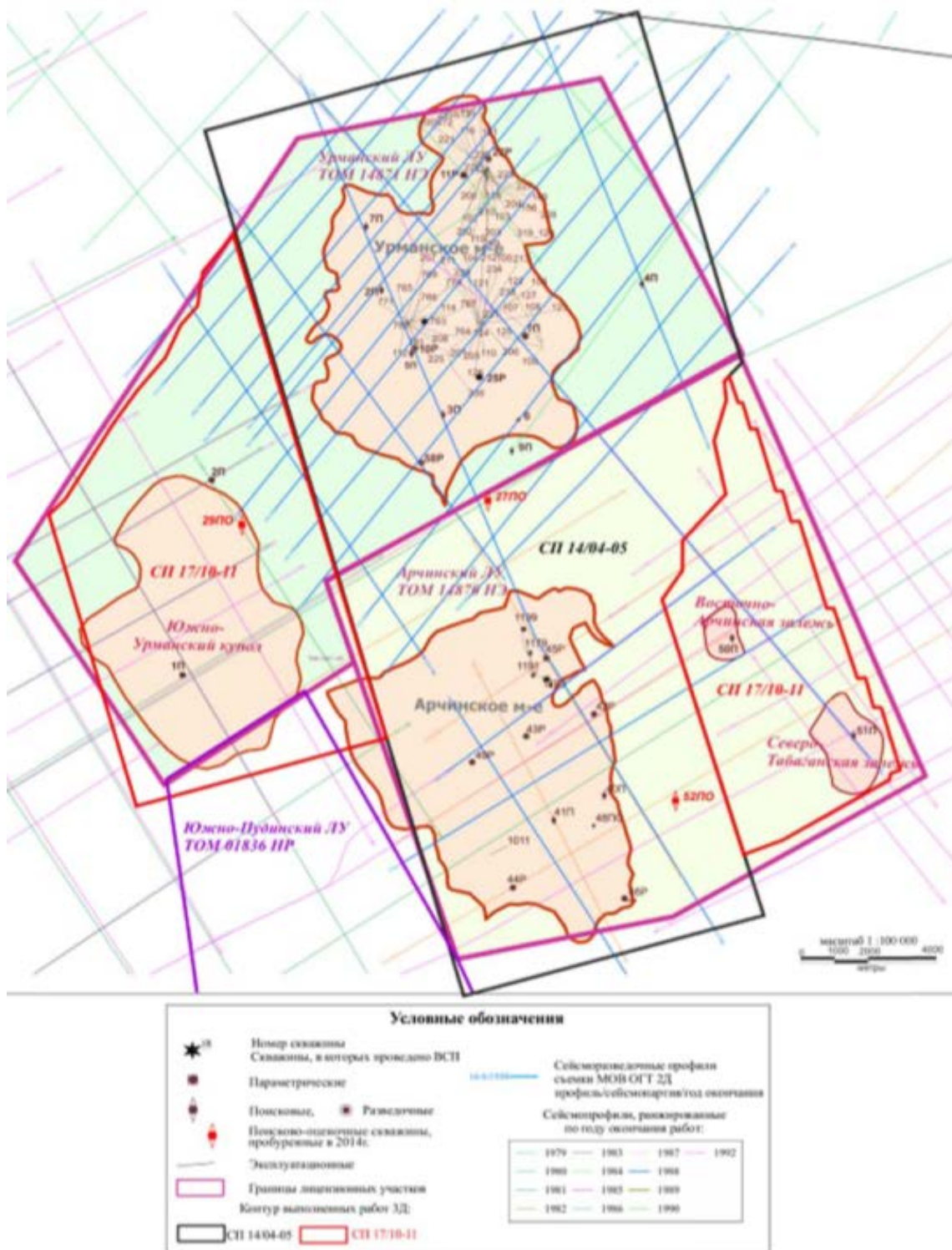


Рисунок 2 - Геолого-геофизическая изученность района работ

Результатом работ стало уточнение геологической модели изучаемых площадей: построены структурные карты масштаба 1:25000 по отражающим горизонтам М (кровля тогурской пачки) и М1 (кровля палеозойских отложений).

В пределах Х месторождения в разные годы были выполнены работы ВСП. Как правило, это наблюдения из одного ближнего и одного дальнего

пункта возбуждения. Работы ВСП 2006 года и 2010 года были использованы при интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3Д в 2008-2014 годах.

Более поздние работы ВСП, в скважине №52 Арчинская, выполненные в середине 2014 года и в скважине №47 Арчинская, завершившиеся в июле 2015 года, позволили уточнить скоростную характеристику разреза в пределах месторождения.

1.1 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение

Поисково-оценочное бурение на X месторождении основано на структурных построениях, выполненных по результатам сейсморазведочных работ 1981-1982 годов. Проектом предусматривалось бурение 7 поисковых скважин на палеозойские отложения с изучением юрских песчаных пластов в отложениях васюганской и тюменской свит.

В 1984-1985 годах пробуренная на юго-восточном склоне X структуры поисковая скважина №40Р стала первооткрывательницей месторождения: при испытании (июнь 1985 г.) интервалов палеозойских отложений 3078-3085 м и 3094-3102 м был получен фонтанирующий приток нефти.

До 1992 года продолжалось изучение открытой залежи: в пределах X структуры были пробурены скважины №№41Р, 42Р, 43Р, 44Р, а в сводовой части Северо-Табаганского локального поднятия пробурена скважина №5 ИП, в которой получен промышленный фонтан газоконденсата.

В 1992 году в результате бурения скважины №50Р, заложенной в присводовой части Восточно- X локального поднятия, открыта залежь нефти в терригенных отложениях пласта Ю1 верхней юры.

В этот же период с целью детализации морфологических особенностей структуры и возможного трассирования зон улучшенных коллекторов в палеозойском разрезе СП 1,3/87- 88 (В. П. Мельников) проведены детализационные сейсморазведочные работы. Выполненные структурные построения послужили основой для размещения последующих скважин с целью доразведки открытых залежей. Были пробурены скважины №№45Р, 46Р, 49Р в

пределах собственно X структуры; на Северо-Табаганском локальном поднятии - скважина №54Р, при испытании которой из отложений палеозоя притока не получено, объект «сухой». За пределами X ЛУ на севере, пробуренная в зоне сочленения X и Урманской структур, скважина №58Р также дала отрицательный результат.

Проект разведки X месторождения был составлен ГГП «Томскнефтегазгеология» в 1992 году. В том же году институтом ТомскНИПИнефть была выполнена работа «Анализ результатов геологоразведочных работ на нефть и газ, проведенных на территории деятельности объединения «Томскнефть».

В 1993 году глубокое разведочное бурение на X площади было приостановлено и только в 2010 году, с целью уточнения геологического строения месторождения, поисково-разведочное бурение возобновилось. В 2010-2015 годах пробурены скважины №№47Р, 48Р, 52ПО. Итого на месторождении с 1984 года по настоящее время пробурено 15 поисковых и разведочных скважин (40П, 41П, 42Р, 43Р, 44Р, 45Р, 46Р, 47Р, 48Р, 49Р, 50П, 51П, 52ПО, 54Р, 58Р), из них 14 скважин находятся в пределах мо ЛУ и одна (скв. №58Р) на Урманском ЛУ. Все пробуренные скважины, кроме скважины №48Р, вскрыли продуктивные в верхней части карбонатные отложения доюрского фундамента. Спуск эксплуатационных колонн осуществлен до забоя, качество цементаж, в основном, удовлетворительное.

В 2006-2007 годы в северо-восточной части X поднятия пробурены первые эксплуатационные скважины №№1179, 1191, 1193, 1199. Всего с 2006 года по настоящее время (на 01.01.2017 г.) на м месторождении пробурено 54 эксплуатационных скважины (скв. №№1001, 1009Г, 1010Г, 1011, 1012, 1013, 1017, 1018, 1019, 1104Г, 1105, 1110, 1111, 1124, 1179, 1190, 1191, 1193, 1199, 1201Г, 1202Г, 1203ГЗ, 1205Г, 1206, 1207Г, 1208Г, 1210Г, 1211Г, 1212Г, 1214Г, 1216, 1216Г, 1224Г, 1225Г, 1226Г), в двух скважинах пробурены 2-ые и 3-ий стволы (скв. №№1011ст2, 1013ст2, 1013ст3).

Всего на месторождении на 01.04.2019 г. пробурено 74 скважин. Из них 8 скважин ликвидированы (скв. №№ 40П, 41П, 43Р, 45Р, 46Р, 49Р, 54Р, 58Р), 4 скважины находятся в консервации (скв. №№ 42Р, 52ПО, 1191, 1199), одна скважина переведена в водозаборные (скв. №44Р), 5-ть в бездействии, скважин в освоении после бурения находятся 2 скважины, в действующем фонде - 54 скважин (скв. №№ 1001, 1009Г, 1010Г, 1011ст2, 1012, 1013ст3, 1018, 1019, 1104Г, 1105, 1111, 1179, 1201Г, 1202Г, 1203Г3, 1205Г, 1206, 1207Г, 1208Г, 1210Г, 1211Г, 1212Г, 1214Г, 1216Г, 1224Г, 1225Г, 1226Г, 47Р, 1217, 1307, 1309, 1310, 1315, 1227, 1303, 1304, 1316, 1323, 1331, 1333, 1340, 1341, 1342, 1350, 1351, 1604, 1605, 1606, 1607, 1609, 1610, 1601, 1901), 3 скважины в бездействующем фонде (скв. №№ 1190, 1193, 1203) и одна скважина пьезометрическая (скв. №1017).

Таким образом, площадь месторождения изучена данными сейсморазведки и поисково-разведочным бурением равномерно.

Распределение объемов бурения, способам эксплуатации скважин по годам на лицензионном участке приведено в таблице 1.

Таблица 1 - Распределение объемов бурения, способам эксплуатации скважин по годам на лицензионном участке

Год	№ скважины в порядке их окончания бурения	Пробурено в год	Средняя глубина забоя	Информация по фонтанным скважинам						Информация по скважинам оборудованные					
				Кол-во скважин	Ср. Qж	Обводненность	Ср. Qн	Ср. Рзаб	Ср. наработка	Кол-во скважин	Ср. Qж	Обводненность	Ср. Qн	Ср. Рзаб	Ср. наработка
		Шт.	Метров	Шт.	м3/сут	%	тн/сут	атм	сут	Шт.	м3/сут	%	тн/сут	атм	сут
1984-1985	40П	1	3107	1	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
1986-1987	41П	1	3175	1	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
1988	42Р	1	3170	1	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
1989	43Р	1	3159	1	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
1990-1991	44Р, 51П	2		2	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
1991-1992	45Р, 46Р	2		2	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
1992-1993	49Р, 50П, 54Р, 58Р	4		4	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
2006-2007	1179, 1191, 1193, 1199	4		4	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
2010	48Р	1	3011	1	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
2011	1011, 1011 (2 ств)	1		1	-	-	-	-	-	нет	-	-	-	-	-
2013	1001, 1013, 1013 (2 ств), 1013 (3 ств), 1019, 1111	4	3529	2	72,5	5	59	299	95	4	79	35	25	142	55
2014	52ПО, 1009Г, 1010Г, 1012, 1017, 1104Г, 1110, 1124	8	3657	5	83	5	60	305	333	5	105	38	43	152	148
2015	47Р, 1018, 1105, 1202Г, 1205Г, 1206, 1207Г, 1208Г	8	3604	12	60	11	49	282	340	7	90	46	42	173	201
2016	1201Г, 1211Г, 1214Г, 1216, 1216Г, 1203, 1210Г, 1212Г, 1224Г, 1225Г, 1226Г	11	3750	19	69	16	50	275	367	11	63	54	24	145	386
2017	1217, 1307, 1309, 1310, 1315	5	3673	10	58	30	35	292	693	20	100	57	34	182	239
2018	1227, 1303, 1304, 1316, 1323, 1331, 1333, 1340, 1341, 1342, 1350, 1351, 1604, 1605, 1606, 1607, 1609, 1610	18	3842	20	65	26	42	297	375	27	93	55	33	186	219
2019	1601, 1901 до конца года планируется ввести в эксплуатацию еще 10 скважин	2 + 10	3685	21	58	22	39	296	465	29	91	54	34	180	250

1.2 Результаты опробования и испытания скважин

В процессе поисково-разведочных работ на X месторождении применялось как опробование скважин в открытом стволе испытателем пластов в процессе бурения, так и испытание в эксплуатационной колонне.

Исследования в открытом стволе проводились для качественной оценки типа пластовых флюидов.

Результаты испытания в обсаженных скважинах использовались для оценки продуктивности пласта, фильтрационных характеристик и последующих расчетов прогнозных технологических показателей разработки.

Гидродинамические исследования фонтанирующих нефтяных и газоконденсатных скважин проводились по стандартной методике на установившихся режимах фильтрации. По полученным данным строилась индикаторная диаграмма.

Непереливающие объекты исследовались по методу прослеживания динамического уровня.

Вскрытие пластов бурением осуществлялось на глинистом растворе плотностью 1.12-1.16 г/см³, вязкостью 24-32 сек и водоотдачей 5-14 см³/30 мин.

Испытание скважин в колонне проводилось с буровых установок А-50, БУ-ЗД. Устья скважин оборудовались колонной головкой типа ООК1-245х146-350 и фонтанной арматурой АФК3х65-350. Герметичность устьевого оборудования и эксплуатационной колонны проверялась гидравлической опрессовкой внутренним давлением (путем нагнетания технической воды) до 20-28 МПа.

После шаблонирования колонны, оборудования устья скважины и опрессовки приступали к перфорации интервала, намеченного к испытанию. Колонна перед перфорацией заполнялась глинистым раствором, обеспечивающим противодействие на пласт, с удельным весом 1.08-1.14 г/см³ и оборудовалась перфорационной задвижкой. В отдельных случаях прострелочные работы проводили на технической воде, или в интервал

перфорации закачивали раствор хлористого кальция с удельным весом 1.04 г/см³. Прострелы колонн производились кумулятивными перфораторами ПКС-80, ПК-105, ПР-43. Плотность прострела составила от 7 до 35 отверстий на 1 погонный метр. Всего в скважинах при испытании единичного интервала было простреляно от 42 до 620 отверстий.

Вслед за прострелочными работами производился спуск насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 2" или 2½" до глубин на 7 м ниже подошвы интервала перфорации и на 44 м выше верхних перфорационных отверстий.

Вызов притока из пласта осуществлялся сменой глинистого раствора на техническую воду с последующим снижением уровня жидкости в колонне. Уровень снижался от 1 до 41 раза на глубины 137-1257 м. При получении притока производился комплекс исследовательских работ, предусмотренных по каждому объекту в зависимости от характера притока пластового флюида. Для увеличения притока из пласта проводились работы по интенсификации.

В скважине №46Р эксплуатационную колонну опустили и зацементировали до глубины 3170 м. Искусственный забой 3200 м. Интервал 3170-3200 м испытан в открытом стволе. Вызов притока осуществлялся сменой глинистого раствора на воду с последующим снижением уровня с помощью компрессора АКС до 840 м.

В скважине №1191 эксплуатационную колонну опустили до глубины 3078 м. Пробуренный забой скважины 3143 м. Хвостовик скважины в интервале 3078-3143 м не обсажен. Освоение скважины провели свабированием.

В скважине №48Р эксплуатационную колонну опустили и зацементировали до глубины 3008.78 м. Фактическая глубина скважины 3011 м.

В скважине №52ПО эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спущена на глубину 3189.7 м, зацементирована до устья, опрессована давлением 305 атм и признана герметичной. Интервал установки хвостовика диаметром 127 мм 3327.1-3081.3 м зацементирован до глубины 3071 м. Интервал 2725-2738.6 (пласт Ю/ испытан в открытом стволе) с помощью КИИ 3-146.

Замеры забойных и пластовых давлений производились глубинными манометрами типа МГН-2-400, МГН-2-600, МСУ-1-400. Давления на устье замерялись образцовыми манометрами типа МО с пределами измерений 16-25 МПа. Температура на устье и измерителе измерялась термометрами типа «Прац», забойные температуры фиксировались максимальными термометрами.

В процессе исследования отбирались глубинные и поверхностные пробы газа, нефти, воды. Глубинные пробы отбирались пробоотборниками ВПП-300. Дебит газоконденсатной смеси замерялся при помощи диафрагменного измерителя критического течения ДИКТ-2.

После проведения исследований скважина задавливалась водой, затем глинистым раствором. Над интервалом перфорации устанавливался цементный мост с последующей проверкой его на прочность и герметичность опрессовкой давлением 15-28 МПа на технической воде и снижением уровня не менее глубины снижения уровня при освоении скважины.

Освоение объектов в колонне после вскрытия пласта перфорацией осуществлялось заменой глинистого раствора на техническую воду с последующим снижением уровня воды в колонне на максимально возможную глубину компрессором и закачкой «буферной» жидкости.

Для увеличения притока пластового флюида в процессе испытания скважин проводились следующие работы по интенсификации: соляно-кислотная обработка (СКО), метод переменных давлений (МПД), метод глубоких депрессий (МГД), повторная перфорация (ПП), применение порохового генератора давления ПГД-БК. В основном для увеличения притока применялись СКО, МПД и МГД. Соляно-кислотная обработка призабойной зоны проводилась в более чем 30 объектах пласта М1, как наиболее эффективный метод увеличения притока.

Ремонтно-изоляционные работы в скважинах проводятся с целью изоляции близлежащих водоносных пластов в случае некачественного цементажу колонны или нарушения герметичности цементного камня с колонной в процессе освоения, в случае полного отсутствия цемента за

колонной, а также для подавления конуса подошвенной воды и создания непроницаемого экрана. Ремонтно-изоляционные работы были проведены в скважинах №40Р и №45Р.

Исследование скважин осуществлялось в соответствии с действующими инструкциями и методическими руководствами.

Таким образом в процессе поисково-разведочных работ были опробованы все продуктивные пласты Ю/, Юз, Ю14, Ю1s, Ю17 и М1 Х месторождения.

Пласт Ю1/1

Продуктивность залежи пласта Ю1/1 в районе скважины №50Р подтверждена поинтервальным опробованием до абс. отм. -2528.9 м, откуда получен промышленный приток нефти с газом дебитом по нефти 9.75 мз/сут через штуцер 3 мм, по газу - 0.98 тыс. мз/сут. С абс. отм. - 2543.9 м при испытании получен приток воды с пленкой нефти дебитом 4.32 мз /сут.

Пласт Юз

Испытание пласта Юз в скважине №52ПО проведено в колонне перфорацией в интервале 2782.0-2785.6 м. При исследовании на уровнях максимальный дебит составил 3 мз/сут на СДУ = 1430 м при депрессии на пласт 144 атм. Спустя 75 часов после 3-го цикла свабирования в ходе прослеживания уровня скважина вышла на пульсирующий перелив нефтью. Далее исследование объекта проведено на двух условно установившихся режимах на штуцерах 3 мм и 2 мм. В процессе исследования наличие в притоке пластовой воды не отмечено, что подтверждено отбором устьевых проб, записью эпюр и влагометрии по стволу скважины, динамикой ВНР, отбором проб из забойной пачки при заключительной промывке. Исследование на нестационарном режиме (КВД) выполнено в течение 48 часов. Перед остановкой на КВД скважина работала нефтью дебитом 1.1 мз /сут при депрессии 44 атм. Пластовое давление определено по методу Хорнера и составляет 274 атм.

Пласты Юз и Ю17

В 2014 году было проведено совместное испытание пластов Юз и Ю17 в скважине №52ПО. При испытании в колонне из интервалов 3238.0-3241.2 м и

3243.5-3246.0 м был получен небольшой смешанный приток нефти с водой: дебит нефти 1.9 м³/сут, воды - 0.7 м³ /сут при депрессии 174.8 атм.

Пласт Ю14

Нефтяная залежь пласта Ю14 X месторождения была открыта при опробовании тюменской свиты в транзитной скважине № 1191. При испытании интервала 3006.0-3016.0 м (абс. отм. -2864.2 ... -2874.2 м) после проведенного ГРП получен смешанный приток нефти с водой дебитом 24 т/сут, на долю нефти приходится 3.0 т/сут. Скважина №1191 эксплуатировалась в течение пяти месяцев со средним дебитом по нефти около 2 т/сут. На третьем месяце работы обводненность продукции составляла 4.5%, конечная обводненность- 50%.

Пласт Ю14 опробован в скважинах №47Р и №48Р, в результате получены небольшие притоки пластовой воды 0.27 м³ /сут и 0.5 м³ /сут соответственно. В скважине №52ПО при перфорировании интервала глубин 3062.8-3072.6 м получена пластовая вода с пленкой нефти дебитом 0.73 м³/сут.

Пласт Ю15

Признаки нефтенасыщения коллекторов нефтяной залежи пласта Ю15 X месторождения были выявлены в процессе испытания скважины №45Р, когда при одновременном опробовании кровельной и подошвенной части пласта был получен приток нефти дебитом порядка 0.3 м³/сут на СДУ 1088 м. Дебит принят условно, т.к. совместно с нефтью из пласта выходила отработанная кислота. В акте на опробование сделан вывод, что гидродинамические параметры пласта, полученные в результате испытания, в сравнении с оценкой коллекторских свойств по ГИС и керновому материалу, свидетельствуют о загрязнении пласта, который почти год (с момента первого вскрытия до второго) простоял под воздействием фильтрата глинистого раствора.

Промышленная продуктивность залежи выявлена в процессе опробования транзитной эксплуатационной скважиной №1199 в интервале 3520.0-3538.0 м (абс. отм. -2905.4 ... -2920.4 м). Поскольку проницаемость по пласту оценивалась в 2 мд, с целью повышения нефтеотдачи был проведен гидроразрыв пласта, затем очистка ствола скважины койлтубингом и один цикл

освоения азотом, после чего скважина вышла в режим фонтанирования с дебитом по нефти 32 м³/сут, по воде 69 м³/сут на штуцере диаметром 12 мм. В пробную эксплуатацию скважина вступила с дебитом нефти 1.2 т/сут и обводненностью 64.4%.

Пласт М1

Пласт М1 Х месторождения содержит три залежи: нефтегазоконденсатные - основная залежь и залежь в районе скважины № 50П (Восточно-Арчинская), газовая - залежь в районе скважины №5 ПП (Северо-Табаганская).

Продуктивность газовой шапки основной залежи пласта Мz характеризуют результаты опробования скважин №№40Р, 41Р, 42Р, 43Р в каждой из которых получены промышленные притоки газа с конденсатом. Наибольшие притоки углеводородов отмечены в скважине №41Р (503 тыс. м³/сут) и скважине №43Р (газа - 96.4 тыс. м³/сут, конденсата - 27.1 м³/сут), в скважине №40Р получен дебит газа 46.5 тыс. м³/сут, конденсата - 14 м³/сут, в скважине №42Р получен дебит газа- 30.1 тыс.м³/сут, конденсата - 10.2 м³/сут.

Промышленная значимость нефтяной части основной залежи пласта Мz подтверждена при испытании шести поисково-разведочных скважин, в которых дебиты чистой нефти изменяются от 5.8 м³/сут через штуцер 2 мм (скв. №41Р) до 86 м³/сут через штуцер 5 мм (скв. №42Р). Максимальный приток нефти отмечен в скважине №45Р, в которой результатом совместного испытания интервалов 3091.0-3099.0 м (абс. отм. 2991.8 ... -2994.8 м) и 3093.0-3102.0 м (абс. отм. -2993.8 ... -3002.8 м) стал приток нефти с водой дебитом 154.3 м³/сут, на долю нефти в нем приходится 117.6 м³/сут. Непереливающие притоки нефти, возможно не связанные с зонами повышенной трещиноватости пород, получены при опробовании скважин №№46Р, 49Р.

Фонтаны газоконденсата получены в скважинах №№40Р, 41Р, 42Р и 43Р в шести объектах. Дебит газоконденсатной смеси в скважине №43Р составил 13.1 тыс. м³/сут на диафрагме 2.4 мм, в скважине №41Р - 503.0 тыс. м³/сут на 15 мм диафрагме. Дебиты газа сепарации изменяются от 30.1 (скв. №42Р) до 96.4 (скв.

№43Р) тыс.м³/сут, стабильного конденсата от 10.2 м³/сут до 27.1 м³/сут на 5.3-9.2 мм штуцерах.

В скважине №42Р фонтан газоконденсата с нефтью получен из интервала 3033.0-3042.0 м. Дебит газоконденсатнонефтяной смеси составил 77.0 тыс. м³/сут на 6.6 мм диафрагме. Дебит газа сепарации на штуцере 6.5 мм составил 54.3 тыс.м³/сут, смеси нефти и конденсата 42.0 м³/сут.

Газоконденсатнонефтяной приток также получен в скважине №40Р из интервала 3036.0-3045.0 м. При депрессии 17.95 МПа на штуцере 4.5 мм дебит нефтеконденсата составил 3 .1 м³ /сут, дебит газа сепарации 11. 7 тыс. м³ /сут. После повторной перфорации и дострела интервала 3045.0-3047.0 м плотностью 7 отверстий на погонный метр, на штуцере 4. 8 мм при депрессии 16 .15 МПа получили приток нефтеконденсата дебитом 3 .1 м³ / сут, газа сепарации- 9.3 тыс.м³/сут.

Переливающие притоки нефти получены в скважинах №№40Р, 41Р, 42Р и 43Р. Дебиты нефти изменяются от 5 до 86 м³/сут на 2-5 мм штуцерах при депрессиях на пласт 5.68-8.69 МПа. Газовый фактор составил 127-186 м³/м³.

В скважине №43Р после проведения СКО и МГД из интервала 3080.0-3084.0 м был получен непереливающий приток нефти дебитом 0.4 м³/сут при среднединамическом уровне 905 М.

Переливающие притоки нефти с пластовой водой были получены в скважинах №№45Р, 49Р и 1191. В скважине №45Р притоки получены из интервалов 3091.0-3094.0 м и 3093.0-3102.0 м, при совместном испытании, и из интервала 3106.0-3120.0 м. Дебиты нефти изменяются от 17.6 до 117.6 м³/сут, пластовой воды от 3.4 до 36.7 м³/сут на штуцерах 3.4-11.0 мм. В скважине №49Р приток получен в результате совместного испытания трёх объектов 4 м (инт. 3104-3109 м), 5 м (инт. 3096-3100 м) и 6 м (инт. 3078-3088). Дебит нефти при переливе составил 0.6 м³/сут, пластовой воды 1.5 м³/сут. В скважине №1191 приток получен из интервала 3078-3143 м (открытый ствол). Дебит притока на 5 мм штуцере составил 27.0 м³/сут (воды - 0.7%).

Притоки пластовой воды с плёнкой нефти получены в скважинах №№44Р, 45Р и 49Р дебит воды изменялся от 0.24 до 27.0 м³/сут при депрессиях 2.94-7.45 МПа.

В результате испытания скважин №№41Р, 43Р, 45Р и 46Р в шести объектах были получены непереливающие притоки пластовой воды. Дебит притока составил 0.1-5.4 м³/сут при средне-динамических уровнях 282-831 м. В скважине №46Р интервал 3170-3200 м испытан в открытом стволе. В скважине №49Р из интервалов 3134-3146 м и 3164-3182 м получены переливающие притоки пластовой воды. Дебиты при переливе соответственно составили 1.3 и 8.6 м³/сут.

В скважинах №40Р и №46Р в трёх объектах при среднединамических уровнях 850-1219 м была получена плёнка нефти.

В восьми объектах при исследовании скважин №№42Р, 43Р, 44Р, 45Р и 46Р при динамических уровнях 873-1134 м притока пластового флюида получено не было.

Испытание пласта М1 в скважине №45Р было проведено в пяти объектах. В результате получено: 2 переливающих притока нефти с пластовой водой, 1 непереливающий приток пластовой воды с плёнкой нефти, 1 непереливающий приток пластовой воды и из 1 объекта притока не получено.

Испытание пласта М1 в скважине №49Р было проведено в шести объектах. В результате получено: 1 переливающий приток нефти с пластовой водой, 1 непереливающий приток пластовой воды с плёнкой нефти и 2 переливающих притока пластовой воды.

В 2006-2007 годах в северо-восточной части месторождения был выделен участок пробной эксплуатации, где пробурены первые эксплуатационные скважины, но по результатам их работы (высокая начальная обводненность продукции в скважине №1193 и скважине №1199) месторождение было временно законсервировано.

Вторичное вскрытие палеозоя (пласта М1) в скважине №47Р проведено тремя интервалами перфорации хвостовика.

В 2015 году была пробурена разведочная скважина №4 7Р с целевым объектом - палеозой. Глубина скважины составляет 3155 м, отложения палеозоя вскрыты на глубину 101 М.

В скважине №47Р в интервале палеозоя испытаны два объекта:

1-й объект. Перфорация нижнего интервала 3091-3101 м выполнена зарядами ЗПК-89-Н-СП-1 в корпусе 89 мм, плотность зарядов 20 отв/п. м (всего 200 отв.). Вызов притока осуществлялся трехкратным снижением уровня свабированием до глубин 1740 м, 1790 м и 1742 м. В результате трехкратного исследования методом КВУ получен слабый приток воды с тонкой пленкой нефти и слабым выходом газа (на выкидной линии). По минерализации 37 г/л (полевой замер) вода является технической, (поскольку пластовая вода палеозоя на X месторождении имеет минерализацию 52-54 г/л). По мере отбора из интервала испытания фильтрата бурового раствора с пленкой нефти прослеживалось снижение дебита: 1.14 м³/сут на СДУ 1701 м, 1.05 м³/сут на СДУ 1444 м, 0.79 м³/сут на СДУ 1620 м при ЛР - 159.6 атм от Р_{нач.пл} - 318.45 атм. При регистрации КВУ-3 выполнена запись профиля притока. По данным ПГИ зафиксирован слабый приток из интервала 3091.8-3102.3 м. В интервале перфорации столб воды с признаками газированной нефти. Заколонные перетоки не отмечались. Объект испытания практически сухой с очень низкими коллекторскими свойствами. Отобраны устьевые пробы нефти и газа.

2-й объект. Перфорация выполнена в интервалах 3054-3075 м и 3082-3084 м зарядами ЗПК-89-Н-СП-1 в корпусе 89 мм (плотность 20 отв./п. м, всего 460 отв.) на солевом растворе удельным весом 1.06 г/см³. Вызов притока осуществлялся снижением уровня свабированием до глубины 260 м, после чего скважина вышла на перелив нефтью с газом и водонефтяной эмульсией. Очистка скважины производилась на штуцерах 7 мм, 8 мм, 10 мм в течение 30,5 часов.

Перед остановкой на КВД-2 скважина работала в пульсирующем режиме на штуцере 8 мм нефтью с газом: средний дебит нефти 108.6 м³/сут, газа - 16.1 тыс. м³/сут.

По данным профиля притока пласт работает в интервале фильтра перфорации. Основной приток получен из подошвы верхнего интервала перфорации 3070.0-3073.8 м (доля в притоке 75%), остальные интервалы работали слабо. В притоке 100% нефть. Заколонные перетоки не отмечались. По заключению акта испытания объект нефтенасыщенный с хорошими ФЕС. Отобраны устьевые пробы нефти и газа, а также 3 контейнера глубинных проб с глубины 2900 м.

Нефтегазоконденсатная залежь пласта Mz в районе скважины № 50P приурочена к горсту на Восточно- X площади. Залежь вскрыта одной скважиной №50P на глубинах 3083-3188 м.

Газовая часть залежи выявлена в процессе поинтервального опробования скважины №50P. Наибольший приток отмечен при испытании кровельной части пласта M1 в интервале глубин 3084.0-3094.0 м (абс. отм. -2980.9 ... -2990.9 м) и составляет 380 тыс. м³/сут газа и 65 м³ /сут конденсата. Самая низкая отметка присутствия в притоке газоконденсатной смеси, выявленная при испытании, составляет 3008.9 м. При опробовании интервала глубин 3116.0-3122.0 м (абс. отм. -3012.9 ... -3018.9 м) получен непромысловый приток нефти без присутствия газоконденсатной составляющей.

Нефтяная оторочка залежи опробовалась поинтервально четырьмя этапами. Из всех интервалов получены непромысловые притоки нефти, максимальный из которых составил 0.6 м³ /сут. Нижняя отметка, с которой получен непромысловый приток нефти, равна 3067.9 М.

Газовая залежь пласта Mz в районе скважины №5 ИП расположена на Северо-Табаганском участке и вскрыта одной скважиной на глубинах 3058.0-3100.0 м.

Промысловая продуктивность залежи поинтервальным опробованием доказана до абс. отм. -2978.8 м. Максимальный из притоков выявлен при испытании кровельной части пласта и составил 267.7 тыс. м³/сут.

Приток воды в скважине №51П получен при опробовании интервала 3125.0-3148.0 м (абс. отм. -3007.8 ... -3030.8 м).

В 2012 году была разработана программа ОПР основной залежи пласта М1 Х месторождения, рассчитанная на 5 лет (2013-2017 гг. .). За два прошедших года пробурено 9 эксплуатационных скважин, в т.ч. четыре опережающих эксплуатационное бурение в границах запасов категории С2. Шесть скважин работают в фонтанном режиме (после ГРП). Притоки смешанные: в скважинах №1017 и №1019, пробуренных в газовой зоне, в притоке газ, нефть и вода, а в скважинах водонефтяной зоны - нефть с водой. Дебиты по газу составляют 98-124 тыс. м3/сут, по нефти - 33-90 т/сут, по воде - 3-32 т/сут.

При перфорировании интервала глубин 3022-3044 м в скважине №47Р (пласт Ю15) получен небольшой приток нефти 1.2 м3 /сут.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СПОСОБОВ И РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРИМЕНЯЕМОГО ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования

2.1.1 Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин

По состоянию на 01.04.2019 г. на месторождении фонд пробуренных скважин составляет 74 единиц. На дату анализа в действующем фонде находятся 54 скважин, все эксплуатируются на объект М1. В бездействии 4 скважины, в освоении после бурения две скважины, в консервации – 6, в том числе 4 по объекту М1 и две по объекту Ю14-15. Кроме этого, семь скважин ликвидировано, практически все после бурения, как выполнившие свое проектное назначение.

2.1.2 Эксплуатация скважин с применением УЭЦН

По состоянию на 01.04.2019 г. установками ЭЦН на месторождении оборудовано 29 скважин (55% действующего добывающего фонда). Средний дебит скважин по нефти за 2018 год составил 34 тн/сут., по жидкости – 91 м³/сут., обводненность продукции – 54%. Для подъема жидкости используются, в основном, Российскими электроцентробежными насосами производительностью 60-200 м³/сут и напором 2200-2500 м. Скважинные насосы komponуются НКТ диаметром 73 мм.

Технологические показатели работы скважин, оборудованных УЭЦН, на 01.04.2019 г. приведены в таблице 2. Электроцентробежные насосы спускаются на значительную глубину от 2806 до 3270 м, в среднем глубина спуска составляет 3021 м. Дебит по жидкости по объекту М1 изменяется от 7 м³/сут. до 191.5 м³/сут. Средняя обводненность продукции скважин составляет 54%.

2.1.3 Эксплуатация скважин фонтанным способом

На объекте М1 фонтанным способом работает 21 скважина. Дебит по жидкости по объекту изменяется 30 до 95 м³/сут. Средняя обводненность продукции скважин составляет 22.0%. Пластовое давление изменяется от 28.0 до 33.1 МПа, в среднем – 29.0 МПа.

Таблица 2 – Технологические показатели работы скважин, оборудованных УЭЦН

Год	Средняя глубина спуска	Информация по скважинам оборудованные УЭЦН					
		Кол-во скважин	Ср. Qж	Обводненность	Ср. Qн	Ср. Рзаб	Ср. наработка
	Метров	Шт.	м3/сут	%	тн/сут	атм	сут
2019	2989	29	91	54	34	180	250

Выводы:

1. Действующий фонд скважин, оборудованных ЭЦН, эксплуатируется применением насосов отечественного и импортного производства производительностью до 200 м³/сут. и напором 2200-2500 м.

2. Бездействие скважин, оборудованных УЭЦН, обусловлено такими причинами, как: малодобитность и высокая обводненность. Рекомендуемыми мероприятиями по вводу скважин из бездействия являются: проведение ОПЗ, РИР.

3. В 2018 году максимальное количество остановок скважин было обусловлено

- падением изоляции системы «кабель-двигатель» до нуля и «Негерметичность НКТ» коррозия НКТ и элементов подвески.

4. Забойное давление скважин, оборудованных УЭЦН, составляет 14.9-22.7 МПа. Накопленный опыт эксплуатации насосного оборудования показал,

что в целом УЭЦН как способ эксплуатации удовлетворяют условиям разработки месторождения и рекомендуются для дальнейшего применения.

2.2. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования на перспективу

2.2.1. Перспективы фонтанной эксплуатации скважин

На месторождении средняя глубина залегания кровли продуктивных пластов составляет -2525... -2940 м (а.о.), давление насыщения нефти газом – 13.3-32.7 МПа. Плотность сепарированной нефти составляет 0.811-0.862 г/см³, вязкость нефти в пластовых условиях 0.45-0.60 МПа*с, пластовая температура – 100-104 °С, начальное пластовое давление – 27.33-33.4 МПа.

В качестве возможных способов добычи нефти в описанных горно - геологических условиях могут быть рассмотрены фонтанная и механизированная эксплуатация.

Минимальные расчетные значения забойного давления фонтанных скважин для разных дебитов жидкости и обводненности продукции приведены в таблице 3.

Расчеты минимального забойного давления фонтанирования скважин выполнены для значений обводненности продукции от 0 до 90 % с шагом по обводненности 10 %. Расчеты проводились для лифтовых колонн, составленных из насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм с внутренним диаметром 62 мм. Устьевые давления добывающих скважин при проведении расчетов приняты 15 атм.

Фонтанирование безводных скважин обеспечивается при забойных давлениях 110.1-235.5 атм. Расчеты показали, что часть скважин будет фонтанировать и при обводненности более 50 % при прорывном газе. Также следует отметить, что работа фонтанных скважин с дебитами менее 10 м³/сут. будет крайне неустойчивой, наиболее вероятно только периодическое фонтанирование.

Таблица 3 – Минимальные забойные давления фонтанных скважин (атм)

Обводненность, %	Дебит жидкости, м³/сут.									
	10	17	23.8	30.8	37.7	44.6	51.5	65.4	72.3	100
Ю ₁ ⁺ (р-н скв. 50Р)										
0	130.0	129.9	129.6	129.2	128.8	128.4	128.0	127.3	126.9	125.3
10	142.9	142.8	142.6	142.2	141.9	141.5	141.2	140.8	140.4	138.6
20	156.4	156.3	156.1	155.8	155.4	155.1	154.8	154.4	154.1	152.4
30	170.4	170.3	170.1	169.8	169.5	169.2	168.9	168.6	168.3	166.8
40	184.9	184.8	184.6	184.3	184.1	183.8	183.6	183.3	183.0	181.7
Ю ₁ ⁺ (р-н скв. 40Р)										
0	127.8	127.7	127.4	127.0	126.6	126.2	125.8	125.1	124.7	123.1
10	140.7	140.6	140.4	140.0	139.7	139.3	139.0	138.6	138.2	136.4
20	154.2	154.1	153.9	153.6	153.2	152.9	152.6	152.2	151.9	150.2
30	168.2	168.1	167.9	167.6	167.3	167.0	166.7	166.4	166.1	164.6
40	182.7	182.6	182.4	182.1	181.9	181.6	181.4	181.1	180.8	179.5
50	197.8	197.7	197.5	197.3	197.1	196.8	196.6	196.4	196.1	195.0
Ю ₁₄ (основная)										
0	112.1	112.0	111.7	111.2	110.8	110.3	109.8	109.3	108.9	106.6
10	127.3	127.2	126.9	126.5	126.0	125.6	125.2	124.7	124.3	122.0
20	143.4	143.3	143.1	142.7	142.3	141.8	141.4	141.0	140.6	138.5
30	160.6	160.5	160.2	159.8	159.5	159.1	158.7	158.3	158.0	156.1
40	178.8	178.7	178.5	178.1	177.8	177.4	177.1	176.8	176.4	174.8
Ю ₁₄ (р-н скв. 41Р)										
0	110.1	110.0	109.7	109.2	108.8	108.3	107.8	107.3	106.9	104.6
10	125.3	125.2	124.9	124.5	124.0	123.6	123.2	122.7	122.3	120.0
20	141.4	141.3	141.1	140.7	140.3	139.8	139.4	139.0	138.6	136.5
30	158.6	158.5	158.2	157.8	157.5	157.1	156.7	156.3	156.0	154.1
40	176.8	176.7	176.5	176.1	175.8	175.4	175.1	174.8	174.4	172.8
Ю ₁₅ (основная)										
0	116.1	116.0	115.7	115.2	114.8	114.3	113.8	113.3	112.9	110.6
10	131.3	131.2	130.9	130.5	130.0	129.6	129.2	128.7	128.3	126.0
20	147.4	147.3	147.1	146.7	146.3	145.8	145.4	145.0	144.6	142.5
30	164.6	164.5	164.2	163.8	163.5	163.1	162.7	162.3	162.0	160.1
40	182.8	182.7	182.5	182.1	181.8	181.4	181.1	180.8	180.4	178.8
М ₁ (основная)										
0	222.6	207.1	196.6	189.0	183.3	178.8	175.3	172.4	170.0	162.6
10	230.7	216.2	206.3	198.0	193.5	189.3	185.8	183.0	180.7	173.3
20	239.0	225.6	216.4	209.6	204.4	200.3	197.0	194.3	192.1	185.0
30	247.6	235.5	227.0	220.7	215.9	212.0	209.0	206.4	204.3	197.6
М ₁ (р-н скв. 50Р)										
0	231.5	216.0	205.5	197.9	192.2	187.7	184.2	181.3	178.9	171.5
10	239.6	225.1	215.2	206.9	202.4	198.2	194.7	191.9	189.6	182.2
20	247.9	234.5	225.3	218.5	213.3	209.2	205.9	203.2	201.0	193.9
30	256.5	244.4	235.9	229.6	224.8	220.9	217.9	215.3	213.2	206.5

Расчеты показали, что для обеспечения запроектированных дебитов, скважины необходимо переводить на механизированную добычу при обводненности добываемой продукции более 30-40%. Скважины с «прорывным газом» будут фонтанировать и при более высокой обводненности.

Осложняющим фактором механизированной эксплуатации скважин является высокое давление насыщения нефти газом пласта М1, большая глубина залегания продуктивных пластов и повышенное газосодержание нефти.

Так как дебиты скважин по жидкости относительно невысокие, после перевода скважины на механизированную эксплуатацию потребуется низко- и среднепроизводительное добывное оборудование.

2.2.2 Перспективы эксплуатации скважин с применением УЭЦН

На проектируемых к вводу скважинах месторождения запроектированные объемы добычи нефти будут обеспечены ЭЦН производительностью 60-200 м³/сут.

Механизированные скважины, эксплуатирующиеся в осложненных условиях (высокое значение газового фактора, наличие прорывного газа), необходимо оборудовать газосепаратами, диспрегаторами, мультифазными секциями насоса типа «AGH» «Пасейдон», разработанных к погружным насосам группы 5А. В них предусмотрена защита внутренней поверхности корпуса от абразивного износа. Он гарантирует устойчивую работу ЭЦН при содержании свободного газа в газожидкостной смеси у приемной сетки до 60-80 % в зависимости от подачи и типоразмера насоса.

Для подъема жидкости рекомендуется применять современное оборудование производства ОАО «Алнас», ЗАО «Новомет», ООО «Борец» «Тюменские насосы Шлюмберже». Для увеличения эксплуатационной надежности УЭЦН необходимо применять термостойкий кабель, которые могут эксплуатироваться при температуре до +130 °С.

2.2.3 Перспективы эксплуатации скважин с применением УЭВН, УСН, УЭДН, УГПН

Оценка возможности применения способа добычи нефти с применением УГПН и УСН показала, что основным сдерживающим фактором их применения является высокая себестоимость добычи нефти, на проектируемом месторождении к применению не рекомендуются. Применение УЭВН и УЭДН для подъема жидкости сдерживается низкой надежностью подземного оборудования. УЭВН и УЭДН являются насосами специального назначения, к применению не рекомендуются.

В таблице 4. приведены минимальные значения расчетной величины давления на приеме электроцентробежных насосов.

Таблица 4 – Минимальные значения давления на приеме насоса (атм)

Способ эксплуатации	Газосодержание на приеме насоса, д.ед.	Обводненность добываемой продукции, %						
		30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
ЭЦН	Г=0.25	пл. Ю ₁ ¹						
		86.1	81.3	75.5	68.1	58.6	45.8	27.6
	Г=0.5	50.5	45.8	40.5	34.5	27.6	19.8	
ЭЦН	Г=0.25	пл. Ю ₁₄ , Ю ₁₅						
		94.6	90.3	84.8	77.8	68.3	55	34.6
	Г=0.5	60	54.9	49.2	42.5	34.6	25.3	
ЭЦН	Г=0.25	пл. М ₁						
				117	100.8	81.9	59.6	32.8
	Г=0.5	67.5	59.6	51.2	42.3	32.8	22.6	

Минимальное забойное давление насосных скважин рассчитывается исходя из следующего ограничения:

- содержание свободного газа на приеме насоса без газосепаратора не должно превышать допустимых значений завод-изготовителя (25% для УЭЦН).

В расчетах принимается, что свободный газ в приемную часть насоса поступает в объеме, соответствующем максимальному значению, предусмотренных ТУ. При данном ограничении выбирается насосное оборудование, и рассчитывается параметры его работы. Это позволяет обеспечить проектные отборы жидкости при условии обеспечивая наибольшую наработку на отказ оборудования.

Расчеты минимального забойного давления проведены для условий эксплуатации скважин серийным УЭЦН и с применением газостабилизирующих насосных установок. При эксплуатации скважин с серийным УЭЦН предельное газосодержание на приеме насоса принято 0,25, с применением газостабилизирующих модулей 0,5-0,8.

3 КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Контроль процесса разработки осуществляется в течение всего срока разработки месторождения. Основные задачи контроля разработки месторождения заключаются в следующем: – оценка эффективности применяемой системы разработки в целом, а также отдельных технологических мероприятий по регулированию выработки запасов; – оценка эффективности новых технологий, используемых на эксплуатационных объектах; – получение информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию. За весь период разработки (2004-2016 гг.) на X месторождении выполнено 27 промыслово-геофизических исследований в 14 скважинах. Из них: одиннадцать исследований проведены с целью определения дебита, семь исследований по определению технического состояния скважин, одно исследование на определение профиля притока и источника обводнения скважины, 5 исследований по определению профиля притока, источника обводнения и техсостояния скважины и одно исследование на предмет профиля приемистости. Охват скважин исследованиями за весь период составил 41%. Гидродинамические исследования в эксплуатационных скважинах проводились методами КВУ, КВД, КВД+ИД, КСД, в основном, совместно с ПГИС. В процессе исследований определялась продуктивность скважин, гидродинамические характеристики призабойной зоны, текущие забойные и пластовые давления. Всего за период 2004-2016гг. в исследованиях участвовало 25 скважин выполнено 64 исследования. Из них: методом КВУ выполнено 30 исследований; методом КСД выполнено 5 исследований, 7 операций записи КВД, 22 исследования ИД+КВД. Охват скважин исследованиями за весь период составил 100%. Необходимо отметить, что успешность решения вопросов контроля разработки пластов, выбор и эффективное применение действенных геолого-технических мероприятий по регулированию хода процесса выработки запасов, находятся в прямой

зависимости от постоянства проведения, объема и качества реализуемого комплекса исследовательских работ, составленного в соответствии с рекомендациями РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений» (введен в действие 01.03.2002 г., приказ Минэнерго России № 30 от 05.02.2002 г.).

3.1 Обоснование сети наблюдательных скважин

Основной комплекс исследовательских работ проводится как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах. Для реализации программы исследований в области замеров пластового давления рекомендуется сеть опорных и наблюдательных скважин по разрабатываемым залежам. Для замера забойного давления рекомендуются исследовать фонд скважин в соответствии с указаниями регламента. При обосновании опорной сети в первую очередь учитывается необходимость равномерного распределения объектов исследований по площади с учетом геологических особенностей объектов разработки, а также принимается во внимание текущее состояние конкретных скважин. Поэтому, ввиду неравномерности расположения по месторождению и малой численности пробуренных скважин, в опорную сеть предлагается включить пробуренные разведочные скважины (№№ 42Р, 44Р, 48Р, 50Р, 51ПО), находящиеся в консервации либо в освоении прошлых лет, эксплуатационные скважины (№№ 1179, 1193, 1101, 1111, 1206, 1203). В дальнейшем состав и количество скважин опорной сети будет меняться в зависимости от количества ввода в эксплуатацию новых скважин и от их расположения по площади разрабатываемых залежей.

3.2 Состав и объем исследовательских работ

Х месторождение по совокупности физико-геологических параметров, определяющих его строение и свойства насыщающих флюидов, по сложности

интерпретации результатов промысловых исследований может быть отнесено к объектам с трудноизвлекаемыми запасами. Опыт проектирования разработки подобных объектов показал необходимость больших затрат материальных средств и исследовательского труда для оценки дренируемых запасов нефти и повышения эффективности реализуемой системы разработки. Значительные объемы и многообразие методов промысловых и лабораторных изысканий повышают надежность и обоснованность технологических решений. Необходимо составление индивидуального перспективного плана по комплексу исследовательских работ на объектах с трудноизвлекаемыми запасами и систематическое корректирование плана этих работ (по результатам проводимых исследований), а также периодическое обобщение полученных результатов исследований. Рекомендуется периодически проводить оценку возможностей повышения нефтеизвлечения за счет совершенствования системы разработки. С этой целью необходимы регулярные исследования режимов работы скважин, параметров процесса разработки, показателей процесса разработки на нескольких уровнях (скважина, ряд скважин, зона залежи, залежь в целом).

Далее в главе приведены отдельные направления промысловых исследований, которые рекомендуются для проведения на X месторождении.

3.3 Контроль разработки методами промысловой геофизики

Промыслово-геофизические исследования, выполненные на начальной стадии разработки месторождения, несмотря на их малый объем, следует признать удовлетворительными. Однако в последующем, при увеличении количества скважин количество исследований должно возрасти. На данной стадии разработки в эксплуатационных добывающих скважинах промыслово-геофизические исследования должны выполняться с целью решения следующих приоритетных для месторождения основных задач: – определение профиля притока в скважину; – выделение отдающих интервалов и дифференцированная оценка их продуктивности; – определение интервалов заколонных перетоков и

мест поступления притока флюида в заколонное пространство; – изучение технического состояния скважин – уточнение глубины спуска лифтовых труб, положения фактического забоя, интервалов перфорации, наличия пакеров и мостов и их герметичности. До последнего времени данные задачи решались лишь частично. Большинство исследований за прошедший период были нацелены на оценку суммарного добычного потенциала эксплуатационных скважин. Целевые ПГИ для оценки профиля притока и коэффициента работы перфорированной толщины коллектора юрских и палеозойских пластов не проводились. В связи с необходимостью решения данной задачи следует, прежде всего, упомянуть скважины механизированного фонда, которые пока традиционно исследуются при вызове притока компрессированием (азотированием) или свабированием. При этом вследствие низких и нестабильных притоков информативность исследований резко снижается. ПГИ в данном случае целесообразно проводить при технологической депрессии, что требует внедрения более совершенных средств освоения: использование УГИС (струйных насосов), систем Y-tool. Перспективным, является также внедрение систем долговременного стационарного мониторинга геофизических параметров (СИИС) размещаемых под приемом насоса. Для проведения исследований «состав-приток» рекомендуются следующие промыслово-геофизические методы: – дебитометрия (расходомерия) и индикация притока жидкости в ствол скважины (прибор STD-2); – термометрия (приборы ТДА, ТЭГ-36, STL-26 и др.); – плотностнометрия, влагометрия, резистивиметрия; – импульсный нейтрон - нейтронный метод (ИННК); – радиоактивные методы (НКТ, ГК) совместно с магнитным локатором муфт; – ИНГМ-С (С/О-каротаж, приборами АИМС – ОАО НПЦ «Тверьгеофизика», MSI-С/О фирма «WesternAtlas, GST- фирма Шлюмберже); – манометрия. Основными задачами, решаемыми методами ГИС в нагнетательных скважинах, являются: определение принимающих интервалов и профиля приемистости; количественное определение расхода нагнетательной воды в целом по скважине и по каждому интервалу перфорации; изучение технического состояния эксплуатационных

колоны и затрубного пространства. Основным комплексом ГИС нагнетательных скважин включает расходомерию (РГД-4, РГД-5, РГТ-1 и др.), термометрию (ТЭГ-36, ТДА и др.), локатор муфт, гамма-метод (нейтронный метод – НКТ). Помимо основного комплекса ГИС рекомендовано проведение дополнительных исследований. В качестве дополнительных методов ГИС, позволяющих достоверно определить интервалы поглощения нагнетаемой воды и установить наличие (отсутствие) затрубного перетока воды в неперфорированные проницаемые интервалы, необходимо использовать закачку меченой жидкости (Br^{82} , Na^{24} , I^{131} , Fe^{59} и др.). При этом наиболее целесообразна закачка обычного хлористого раствора (NaCl , CaCl_2) с минерализацией 150-250 г/л. В этом случае после остановки скважины с помощью компрессора производится закачка солевого раствора, и интервал ухода воды определяется методом нейтроннейтронного каротажа (НКТ-50). Этот способ позволит наиболее достоверно оценить наличие затрубного ухода нагнетаемой воды и фактические интервалы приемистости перфорированной части пласта. При общем расходе воды в диапазоне 100-300 м³/сут. запись РГД-4 должна дублироваться замером РГТ-1. При расходе воды менее 100 м³/сут. замер РГТ-1 дублируется записью ДГД-8. Для выявления межпластовых перетоков воды в нагнетательных скважинах, имеющих аномальные расходы жидкости (более 350 м³/сут.), обязательно проведение специальных исследований, включающих запись термометром по всему стволу и радиометрию (ГК, НКТ-50) после закачки меченой жидкости. Поступление воды в пласт контролируется термометром в зоне пласта при закачке и по всему стволу в остановленной скважине. Изучение профилей приемистости нагнетательных скважин рекомендуется проводить при различных давлениях нагнетания с последующим построением индикаторных кривых. В последующем, также, должна возрасти роль ПГИ по оценке технического состояния скважин, по выявлению и оценке межпластовых перетоков, а также контролю эффективности мероприятий по интенсификации притока и капитальному ремонту скважин.

Контроль технического состояния скважин осуществляется с целью обнаружения незапланированного движения флюидов в системе «скважина-пласт» и выявления отклонения от установленного технологического режима работы скважины. Задачами исследования технического состояния скважин являются: – определение фактических интервалов перфорации обсадных колонн; – определение интервалов негерметичности обсадных колонн; – определение наличия и состояния цементного камня за колонной; – определение интервалов заколонной циркуляции флюидов; – определение глубины забоя и башмака насосно-компрессорных труб. Контроль технического состояния скважин производится, как правило, промысловогеофизическими методами, но некоторые задачи (определение негерметичности обсадных колонн, глубина забоя и др.) могут решаться промысловыми и гидродинамическими методами. Анализ результатов исследований показывает, что нарушение колонны довольно уверенно определяется обычными методами потокометрии. Затрубная же циркуляция воды не всегда успешно выявляется по термометрии. Исследования технического состояния скважин производится после выхода из бурения, перед капитальным ремонтом, перед переводом скважины из добывающего фонда в нагнетательный, а также при незакономерном изменении режима работы скважины, перед переводом в категорию пьезометрических скважин и в других случаях по решению геологической службы предприятия в режиме разовых наблюдений. Контроль за техническим состоянием скважин как отдельная задача проводится по мере необходимости. Подобные исследования целесообразно согласовывать с графиком реализации ГТМ, проводя их до и после соответствующих мероприятий. Особенно важным этот вид исследований должен стать при контроле эффективности ГРП (прежде всего в связи с высокой вероятностью роста обводненности вследствие приобщения близко расположенных по простиранию и по вертикали водоносных пластов, нарушения герметичности цементного камня и пр.). Контроль гидравлического разрыва пластов, как показал анализ выполненных ГТМ, проведение операций ГРП на месторождениях Западной Сибири является одним из основных методов

воздействия на ПЗ пласта. Но, помимо положительных сторон от проведения ГРП (увеличение ФЕС пласта), происходит нарушение целостности цементного камня и водоупорных пропластков, приводящее к возрастанию доли пластовых вод в добываемой продукции скважины с последующим прогрессирующим ростом обводненности. По этой причине авторы данной работы рекомендуют проводить тщательный контроль выполняемых гидроразрывов пласта. Объемы и цели исследований, а также их организация возлагается на соответствующие геологотехнологические службы предприятия-оператора. К промыслово-геофизическим методам контроля ГРП относятся исследования термометрией и радиоактивными методами с использованием радиоактивных изотопов. Контроль интервала ГРП радиоактивными методами можно провести двумя способами: – с применением гамма-метода; – с применением стандартного нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам (НКТ-50). При использовании гамма-метода перед проведением ГРП записывается кривая интенсивности естественного гамма-излучения горных пород. В процессе гидроразрыва в образующиеся трещины вместе с закрепленными агентами (песок) вводятся радиоактивные изотопы (Na^{24} , Fe^{59} и др.). Это приводит к значительному возрастанию интенсивности гаммаизлучения в зонах, где образовались трещины. Сопоставляя результаты измерения гаммаметодом до и после гидроразрыва, можно по повышенным показаниям установить интервалы образования трещин. Если в процессе гидроразрыва произошло снижение гаммаактивности, то она соответствует зоне образования трещины большой протяженности. Наиболее же эффективным методом контроля за интервалами образования трещин в процессе ГРП является использование нейтронного метода (НКТ-50). В этом случае продавка песчаного агента производится с помощью утяжеленного солевого раствора ($C=150-250$ г/л NaCl , CaCl_2). Интервалы поглощения данного раствора контролируются путем сравнения фонового и повторного замеров методом НКТ-50. Все замеры проводятся до освоения скважины после осуществления ГРП, но при этом необходимо убедиться в отсутствии затрубного перетока жидкости. Поэтому наряду с

замерами НКТ-50 целесообразно проведение исследований термометрией. При контроле результатов ГРП в скважине против продуктивного интервала до и после гидроразрыва дебитометрией снимают профиль отдачи. Для выявления протяженности зон образования трещин и возможных межпластовых перетоков возможна закачка индикаторных жидкостей в нагнетательные скважины эксплуатационного объекта, расположенные недалеко от места проведения ГРП. Еще одной задачей контроля разработки, на которую в будущем следует обратить внимание, является контроль текущей насыщенности пластов (в первую очередь для оценки степени выработки и контроля характера обводнения разрабатываемых коллекторов). Оценка выработки запасов производится с целью определения текущего состояния выработки запасов по объекту разработки и изучения распределения остаточных запасов в объеме продуктивного пласта.

Анализ разработки сложнопостроенных коллекторов месторождений Западной Сибири показывает, что, как правило, не все продуктивные пропластки вовлекаются в активную промышленную разработку из-за сложного геологического строения и низких фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. В связи с этим необходимо предусмотреть мероприятия с целью установления закономерностей выработки запасов нефти. Разработка зон с пониженным нефтенасыщением предполагает строжайший контроль за составом поступающего флюида, направлением и скоростью фильтрационных потоков. Основными направлениями контроля над выработкой запасов являются: – определение работающих толщин продуктивной толщи в скважинах; – определение заводняемой толщины пласта; – оценку остаточной нефтенасыщенности обводненного коллектора. Контроль за выработкой запасов производится, в основном, методами промысловой геофизики путем снятия профилей притока и приемистости, выделения обводненных интервалов, измерения текущей нефтенасыщенности и положения ВНК. Помимо этого, эффективно указать на характер выработки запасов способны импульсные нейтронные методы (ИННК), углеродно-кислородный каротаж (СО-каротаж),

однако основным недостатком последнего является его низкая глубинность. Поэтому весьма перспективным для оценки текущей насыщенности является метод дивергентного каротажа через колонну (для неперфорированных интервалов транзитных скважин) типа «CHFR» или «ЭКОС». Его несомненными преимуществами являются большая глубинность и высокая чувствительность. Это позволяет рекомендовать данный метод к внедрению и широкому практическому использованию. Для определения текущих коэффициентов нефте- и газонасыщения в обсаженных, в том числе в перфорированных скважинах может быть рекомендован метод волнового акустического каротажа (ВАК). Технология основана на принципиально новом подходе при комплексной интерпретации геофизических методов с использованием кинематических параметров продольных и поперечных волн, нейтронной и объемной пористости, плотности, глинистости и литологии пород. На основе этих параметров рассчитывается комплексный параметр - индекс динамической сжимаемости пород (ИДС), который функционально связан с насыщением пород. Физической основой методики интерпретации является различие сжимаемости флюидов (нефть, газ, вода) в поровом пространстве пород. В силу своей физической основы ВАК, в отличие от электрических методов, незначительно зависит от минерализации пластовой воды, не зависит от характера смачиваемости коллектора, наличия обсадной колонны - технических условий, которые ограничивают возможности метода удельного электрического сопротивления и импульсного нейтронного метода при оценке насыщения. Технология базируется на стандартной скважинной и регистрирующей аппаратуре, выпускаемой в России, и которой оснащено большинство геофизических предприятий отрасли. В последующем, в соответствии с действующими регламентами по проведению исследований, необходимо обеспечить наиболее полный охват ПГИ нагнетательных скважин. Промышленно-геофизические методы должны комплексироваться с гидродинамическими, физико-химическими, промыслово-технологическими и другими видами исследований. С целью повышения информативности ПГИ необходимо

увеличить долю в комплексе высокотехнологичных исследований, а также уделять особое внимание подготовке скважин. При дальнейшем контроле разработки месторождения необходимо сделать акцент на систематичности исследований и повышении информативности проводимых ПГИ согласно действующим регламентным документам. Регламентам должны соответствовать и технологические требования к проведению ПГИ, чтобы результаты каждого исследования могли быть использованы как для решения текущих проблем контроля разработки, так и при подготовке материалов для составления проектных документов на разработку месторождений.

3.4 Контроль разработки гидродинамическими исследованиям

Промыслово-гидродинамические исследования предназначены для: – оценки и обоснования гидродинамических параметров и продуктивной характеристики скважин и пласта; – изучения гидродинамической связи по разрезу и площади; – оценки состояния призабойной зоны пласта; – оценки эффективности мероприятий по интенсификации нефтедобычи; – контроля энергетического состояния пласта; – анализа процесса выработки запасов по площади и по разрезу. Результаты гидродинамических исследований, проведенных на X месторождении с целью контроля его разработки, можно признать удовлетворительными. При дальнейшей разработке месторождения регулярные гидродинамические исследования при освоении и последующей эксплуатации скважин, безусловно, необходимо продолжить. По-прежнему останется актуальной задача уточнения фильтрационных параметров продуктивных пластов. Но со временем на первый план должна выйти задача оценки качества вскрытия скважин (прежде всего оценки текущего скин-фактора). С течением времени на информативность ГДИС все большее влияние будет оказывать состояние скважин и пластов в процессе исследования (особенности конструкции, способ вскрытия пласта, его текущее насыщение, наличие перетоков и пр.).

Для однозначной интерпретации в этом случае необходимо совмещать проведение ГДИС с промысловогеофизическими исследованиями (ПГИ) на одних и тех же скважинах. В дальнейшем, вследствие увеличения эксплуатационного фонда скважин, исследование всех скважин по полной программе и во времени не представляется возможным и, как показала практика, нецелесообразно. В этих условиях стандартный комплекс ГДИ проектируется только на вновь вводимых в эксплуатацию (под добычу и под нагнетание) скважинах. В последующем, при полной разбуренности площади месторождения, регулярные исследования стандартным комплексом ГДИ проводятся только на опорной сетке добывающих и нагнетательных скважин, а их виды, объемы и периодичность, регламентированные РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений», могут быть уточнены с учетом реальных условий и темпов разработки. Необходимо выделить еще одну тенденцию в развитии системы ГДИС-ТИ, характерную не только для Х, но и для других месторождений компании. В системе исследований все шире используются результаты измерений давления на забое датчиками на приеме ЭЦН. Конечно, такие исследования не могут в полной мере заменить стандартные ГДИС. Прежде всего, это связано с тем, что часть таких датчиков имеет более низкую чувствительность. И не менее существенным фактором снижения информативности является нестабильность работы скважины. Но при этом нельзя сбрасывать со счетов неоспоримые преимущества подобных работ: большая длительность исследований и возможность практически полного охвата измерениями добывающего фонда. Как показал опыт подобных работ на других месторождениях компании результаты подобных измерений (в комплексе со стандартными технологиями) можно с успехом использовать для решения большинства задач ГДИС. При этом дополнительно появляется возможность практически непрерывного мониторинга состояния скважины и пласта во времени. Подобные исследования решают также задачу контроля

взаимовлияния скважин, то есть выполняют функцию гидропрослушивания. Контроль технологических параметров работы скважин производится с целью решения одной из основных задач комплексного контроля – учета добываемых объемов нефти, воды, газа и закачиваемой в продуктивные пласты воды. Для учета добываемых объемов нефти и учета добываемых вместе с нефтью газа и воды, должно быть обеспечено определение текущего дебита нефти и воды по каждой действующей добывающей скважине путем измерения дебита жидкости, обводненности продукции и времени работы скважины. Определение обводненности добывающих скважин должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, выходящим из бурения или ремонта и в процессе эксплуатации: одновременно с замером дебита жидкости один раз в неделю должна отбираться проба жидкости для расчета обводненности продукции и определяться газовый фактор. Определение газового фактора по скважинам, разрабатываемым при забойных давлениях, равных или выше давления насыщения, проводится один раз в год по выбранным (3-4 скважины) скважинам опорной сети, а для остальных скважин – в разовом режиме. Ежемесячно должно производиться сопоставление суммарной добычи, определенной на оперативном узле учета, с суммарной добычей, определенной по каждой скважине. На нагнетательных скважинах должно быть обеспечено определение приемистости закачиваемого реагента, содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой жидкости, а также измерение давления и температуры на устье скважин. Определение дебита жидкости по добывающим и приемистости по нагнетательным скважинам при полной автоматизации и телемеханизации должно проводиться ежедневно, а для скважин с дебитом жидкости до 5 м³/сут не реже 3-х раз в неделю. Для скважин, не оборудованных телемеханикой, частота измерений дебита жидкости и приемистости скважины не реже 2-х раз в неделю. Перечисленные выше параметры могут существенно изменяться во времени. Представительность и точность получения информации определяется периодичностью, выбором времени и длительностью производства замеров и точностью применяемых замерных устройств и приборов. В случае

технологической необходимости учет закачиваемой воды необходимо осуществлять с помощью счетчиков-расходомеров, установленных на водораспределительных гребенках (ВРГ) и, частично, на отдельных скважинах. Работу расходомеров необходимо контролировать с помощью телемеханики и системы управления с центральной диспетчерской службы. Изучение динамики изменения пластового и забойного давления в зонах отбора, закачки и бурения производится для контроля энергетического состояния объекта разработки; ведется промысловыми методами путем измерения пластового, забойного давления, давлений на устье и затрубье добывающих и нагнетательных скважин, статических и динамических уровней. Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих добывающих, нагнетательных, скважинах опорной сети и в пьезометрических скважинах. Результаты этих измерений используются для контроля энергетического состояния залежей путем построения карт изобар с целью расчета средневзвешенного текущего давления в зонах отбора жидкости и на линии нагнетания.

Для этого на каждом объекте разработки создается опорная сеть скважин из расчета 50% равномерно расположенных по площади фонда добывающих и нагнетательных скважин. Карты изобар строятся по состоянию на 1.01, 1.04, 1.07, 1.10 каждого года. Замеры пластового давления во всех случаях должны осуществляться с помощью глубинных манометров в пьезометрическом и механизированном фонде скважин, оборудованном для глубинных исследований. В нагнетательных скважинах допустимо определение пластового давления по данным замера статического устьевого давления при условии герметичности устьевого оборудования. При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда, пластовое давление определяют путем измерения статического уровня с помощью эхолотов и последующего пересчета по методике «Временное

методическое руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерения устьевого давления, динамического и статического уровней и давления у приема насоса». Определение забойного давления осуществляется в виде разовых исследований по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам, после выхода скважин из ремонта и каждый раз при изменении режима работы скважин. В механизированных скважинах забойное давление определяют путем замера динамического уровня и последующего пересчета по вышеуказанной методике. Систематические определения забойного давления проводятся в действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного раза в квартал и не реже одного раза в месяц для скважин, работающих при пластовых и забойных давлениях ниже давления насыщения. Определение устьевых давлений осуществляется один раз в квартал и при замере забойных и пластовых давлений. Затрубное давление определяется один раз в месяц в действующих добывающих скважинах. Кроме того, замеры пластового забойного и устьевого давлений осуществляются с целью контроля технологического режима эксплуатации скважин. Для замера забойного давления рекомендуются исследовать фонд скважин в соответствии с указаниями регламента. Определение добычных возможностей скважин и гидродинамических параметров пластов. Анализ данных по результатам исследований за время эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири показывает, что такие параметры пласта, как продуктивность и гидропроводность, по мере обводнения изменяются. Тем не менее, для обоснования средних параметров пласта часто используются результаты исследования скважин, определенные в основном, в безводный период эксплуатации.

Для решения задачи по оценке добычных возможностей скважин необходимы целенаправленные гидродинамические исследования, имеющие целью: определение коэффициентов продуктивности и приемистости скважин и характера их изменения в процессе эксплуатации скважин, гидропроводности, пьезопроводности пласта, подвижности нефти в районе действующих скважин,

совершенства вскрытия пласта (скин-эффект) и степени загрязнения прискважинной зоны пласта, приведенного радиуса скважины. Применяемые методы: гидродинамическая расходометрия (РГТ-1, Кобра-РВ, Збр, Д-1м, ДГД8 и др. – в зависимости от общего дебита), метод установившихся отборов, снятие кривых восстановления (падения) давления (уровня), гидропрослушивание. Особенностью организации работ в этом случае является необходимость одновременного проведения в скважине исследований на установившихся и неуставившихся режимах. Особое значение приобретают исследования, проведенные сразу после работ, связанных с воздействием на призабойную зону пласта. Исследование скважин методом установившихся отборов проводится по специальным программам. Исследования скважин методом восстановления (падения) давления (уровня) проводятся в виде разовых измерений по всем новым добывающим, нагнетательным, водозаборным скважинам и при ГТМ, мероприятиях по повышению нефтеотдачи пласта (ПНП), связанных с воздействием на призабойную зону. Исследования скважин методом восстановления давления включают одновременно измерения забойного давления. В проекте предусмотрено, что скважины весь период работают механизированным способом. В этих условиях, как наиболее реальные в практическом отношении, для проведения исследования скважин на приток стандартными комплексами ГДИ проектируются два технических способа. Первый способ – это применение комплексного прибора типа «Фонтан» путем спуска его под насос с оставлением на кабеле в скважине для последующего цикла исследований в интервале перфорации. Второй способ – это отбивка уровней в затрубном пространстве механизированных скважин с помощью эхолотов, уровнемеров или геофизических приборов. Методика пересчета уровней в забойные (пластовые) давления в зависимости от состава добываемой продукции и от текущего состояния давлений насыщения разработана СибНИИНП, доведена до практического использования, но требует адаптации применительно к каждому конкретному эксплуатационному объекту.

Оценка добычных возможностей, гидродинамических параметров пласта и контроль их изменения путем исследования скважин на установившемся и неуставившемся режимах фильтрации производится ежеквартально. Исследования проводятся по всем новым скважинам не позже двух месяцев после выхода из бурения, по действующим скважинам до и после работ, связанных с изменением состояния призабойной зоны. Исследования добывающих скважин механизированного фонда методом прослеживания уровней проводятся при пуске в эксплуатацию и после ремонтов. С целью определения наличия гидродинамической связи между скважинами (участками пласта), определения фильтрационных характеристик продуктивного пласта в окрестности возмущающей и реагирующих скважин проводят гидродинамические исследования скважин методом гидропрослушивания. Также гидропрослушивание – единственный метод исследований, позволяющий без привлечения дополнительных данных определить пьезопроводность пласта. Для проведения исследования методом гидропрослушивания несколько скважин одного блока оборудуют высокочувствительными электронными манометрами термометрами типа K8 EMR 39 HT «QUARZ» и K8 EMR GEO «KUSTER». Для спуска приборов в скважину применяют передвижной комплекс СиамМастер-ГДИС. Перед проведением исследования все скважины данного блока продолжительное время должны эксплуатироваться с неизменным режимом. На одной из скважин (возбуждающей) производят смену режима эксплуатации, как правило, остановку скважины. Гидропрослушивание проводится по отдельному плану. Актуальность использования данного метода ГДИ продиктована новой концепцией геологического строения основного эксплуатационного объекта М1, имеющего протяженные разломы, которые делят залежь на блоки.

Гидропрослушивание позволит определить наличие гидродинамической связи между блоками.

4 ТЕКУЩАЯ СХЕМА КОНТРОЛЯ ФОНТАННОГО ФОНДА СКВАЖИН И ПРЕДЛАГАЕМАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ

4.1 Текущая схема контроля фонтанного фонда скважин

Текущая используемая схема (Рисунок 3) и оборудование фонтанного способа эксплуатации на фоне повышения технологичности и автоматизации механизированного способа эксплуатации практически не изменилась за последние пол века. Реализуется концепция спуска насосно-компрессорных труб с пакером (разобщающим призабойную зону от выше расположенного затрубного пространства с целью обеспечения изоляции потока и направления по НКТ). Реулирование производительности скважины и настройка режима фонтанирования основываются на дискретных данных исследований ГИС и на основании данных с устьевых манометров. В последствии на основании, по сути косвенных, исходных данных происходит подбор режима фонтанирования. Качество данного подбора определяет как текущий уровень добычи, то есть ее рентабельность, так и перспективу разработки объекта в целом. Неоптимальный подбор режима может привести к преждевременному прекращению фонтанирования, обводнения продукции и как следствие – снижение прибыли нефтедобывающей компании.

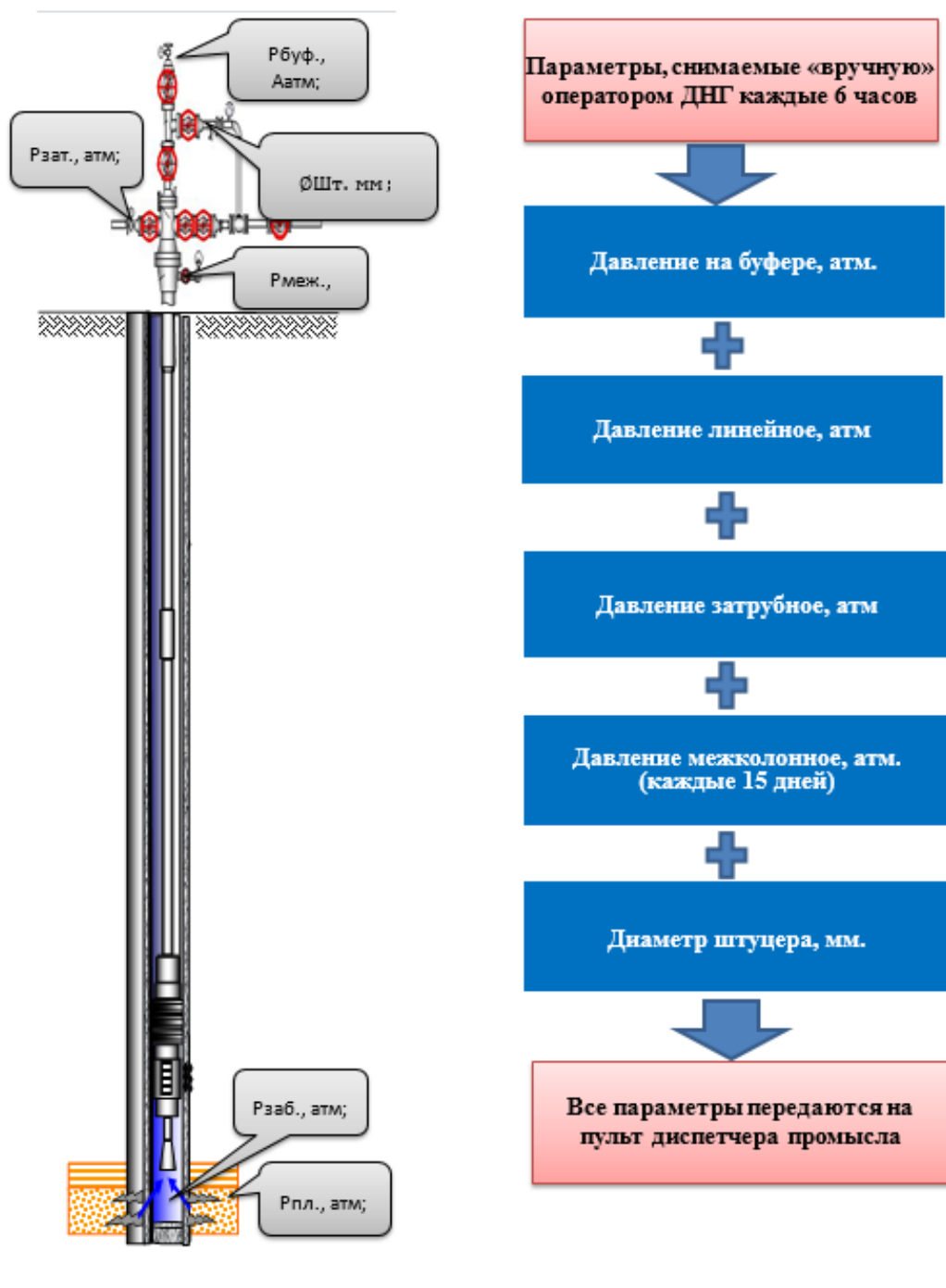


Рисунок 3 - Текущая схема контроля фонтанного фонда скважин

Пластовое и забойное давление в фонтанных скважинах измеряются прямым методом на глубину кровли пласта или верхних дыр перфорации – спуском манометра на проволоке

При не доходе прибора до кровли пласта из-за высокого зенитного угла (от 50 и выше), замер выполняется на глубине остановки прибора, далее

расчетным путем вычисляется давление на кровлю или верхние дыры перфорации.



Рисунок 4 - Продолжительность сбора информации и корректировки режима фонтанирования

Оперативный контроль ввиду основания принятия решений на дискретных данных прошлого носит ретроспективный (Рис. 5) характер. Продолжительный процесс сбора (Рис. 4) и анализа данных приводит к потере эффективности и упущенной прибыли. С целью решения вопроса по снижению непроизводительных потерь и перехода с реактивного на проактивный подход была поставлена задача по автоматизации процесса фонтанной добычи скважин и цифровизации.



Рисунок 5 – Текущая и планируемая оперативность реагирования на корректировку режима эксплуатации

4.2 Предлагаемая схема цифровизации процесса контроля и управления фонтанной скважины

В итоге рассмотрения текущих практик Х по направлению автоматизации механизированного способа эксплуатации было принято решение использовать лучшие практики данного направления и интегрировать в схему оборудования фонтанного способа эксплуатации (Рис. 6).

В результате сформирован концепт-дизайн с размещением погружной телеметрии, телеметрии на устье скважины и комплекса принятия данных и управления режимом фонтанирования.

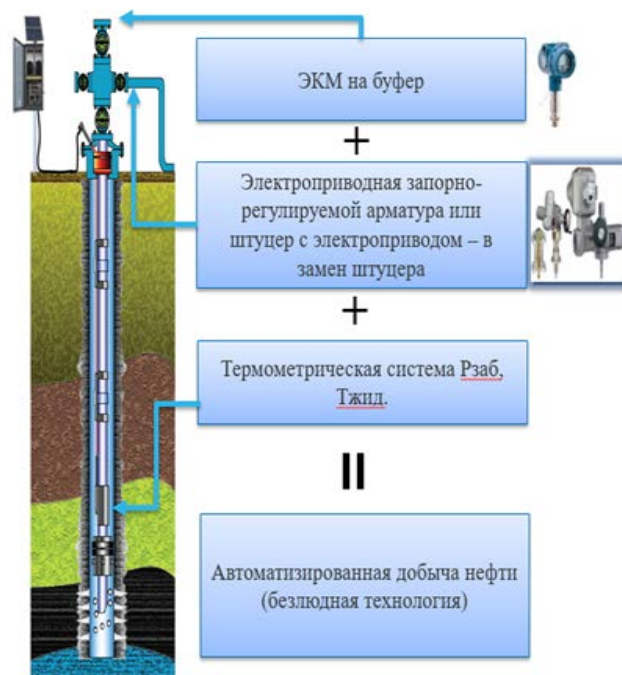


Рисунок 6 – Автоматизации процесса сбора и управления фонтанной скважины

В результате реализации концепции планируется обеспечение автоматизированной самодиагностики режима фонтанирования и информирования системой специалиста о корректировке в сторону наибольшего потенциального дебита нефти (Рис. 7).



Рисунок 7 - Автоматизированная самодиагностика режима фонтанирования

4.3 Общие сведения о концепте

Целью выпускной работы является создание автоматизированного комплекса по контролю и управлению режима работы фонтанирующей скважины. В результате проработки вопроса было сформировано техническое задание на проектирование и требования к перспективному оборудованию.

4.3.1 Задачи по автоматизированному комплексу

В рамках работ необходимо решить основные задачи:

- Обеспечение поступления на наземную станцию данных по температуре, давлению и дебиту добываемой жидкости (опционально) в зоне размещения пакера;
- Обеспечение поступления на наземную станцию информации по давлению буферному с манометра, размещенного на фонтанной арматуре;
- Передачу информации в систему промысловой телеметрии;
- Применение регулирующего устройства с электроприводом на манифольде, обеспечивающего автоматическое регулирование производительности скважины;
- Наличие в станции алгоритма управления регулирующим устройством и поддержания параметров исходя из настроек параметров с погружного и наземных датчиков.

4.3.2 Технические и технологические требования

Описанные в разделе технические требования распространяются на:

- Станции управления электрическими приводами
- Устройства для замера давления по типу электро-контактных манометров
- Системы погружной телеметрии
- Электрические привода трехфазные асинхронные

4.3.3 Технические требования к оборудованию

Состав изделия

- Станция регистрации данных и управления приводом регулирующего устройства в моноблочном исполнении;
- Система погружной телеметрии;

- Погружной кабель для питания погружной телеметрии и передачи сигнала;
- Кабельный ввод для герметизации на устье скважины
- Фиксирующие устройства для крепления погружного кабеля;
- Комплект кабеля для подключения датчиков (длину согласовать с Заказчиком);
- Регулирующее устройство на выкидной линии;
- Комплект кабеля для подключения регулирующего устройства (длину согласовать с Заказчиком);
- Устройство замера давления на буфере, передающее данные на станцию управления
- монтажные части (крепёж, элементы крепления к площадке и др.);
- паспорт на изделие;
- протокол приемо-сдаточных испытаний;
- ТУ и руководство по эксплуатации;
- Техническая документация:
 - О схема электрическая принципиальная;
 - О схема соединений;
 - О принципиальная схема со спецификацией и картой отклонения параметров;
 - О краткая инструкция по оперативному управлению и диагностике неисправностей;
- электронный блок съёма информации (один комплект БСИ);
- ключ от дверей СУ и специализированные ключи.

Технические требования, предъявляемые к системе погружной телеметрии

- измерение давления добываемой пластовой жидкости внутри НКТ

- измерение температуры добываемой пластовой жидкости внутри НКТ;
- измерение давления на буфере фонтанной арматуры скважины (электроконтактный манометр);
- управление дискретного устройства (штуцера) с электроприводом;
- передача параметров в контроллер наземного блока СПТ в согласованном формате;
- архивация параметров в памяти наземного блока;
- отображение параметров на дисплее наземного блока;

Управление СУ должно осуществляться перепрограммируемым микропроцессорным контроллером с коммуникационными портами RS485, поддерживающим протокол Modbus RTU, RS232 и USB.

Технические характеристики системы:

Требования указаны для проработки двух вариантов: целевого стандартного и усиленного по температуростойкости и максимальному давлению.

- устойчивость в период резких колебаний напряжения (грозовые разряды) от 100 до 400В;
- допустимая рабочая температура окружающей среды наземного блока от -60 °С до +50 °С;
- допустимая температура хранения погружного блока ТМС – от -60 °С до +50 °С;
- допустимая рабочая температура окружающей среды для погружного блока от 0 °С до +150 °С;
- допустимое гидростатическое давление до 40 МПа (400 кгс/см²) в области установки;
- допустимое сопротивление кабельной линии от 1 кОм до 10 тыс. кОм;
- допустимая длина кабельной линии до 5000 м;

- диапазон измерения температуры от 0 °С до +200 °С, с минимальной дискретностью 1 °С;
- диапазон измерения давления от 0 до 40 МПа, с дискретностью 0,1 МПа;
- интервал передачи данных не более 1 мин.

4.3.4 Конструктивные требования

Станция управления:

- Конструктивное исполнение СУ защищенное, шкафное или многошкафное, стационарное, наружной установки;
- Шкаф СУ должен быть с двусторонним обслуживанием;
- Конструкция СУ должна быть рассчитана для установки на специально подготовленную монтажную площадку;
- Степень защиты СУ по ГОСТ 14254, не ниже IP43 (вентиляционные отверстия не ниже IP23);
- Климатическое исполнение СУ УХЛ по ГОСТ 15150;
- Шкаф станции управления должен быть в антивандальном исполнении для наружной установки на специально подготовленную площадку или постамент;
- Двери шкафа должны иметь смотровое окно для визуального контроля параметров на дисплее СУ без открытия двери;
- Конструкция СУ должна быть ремонтпригодной и безопасной в обслуживании за счёт использования разъёмных соединений отдельных аппаратов и блоков (возможность быстрой замены отказавших блоков в полевых условиях);
- СУ должна предусматривать подключение наземного блока погружной телеметрии. Отсек для установки наземного блока должен иметь унифицированные габаритные размеры для установки наземных блоков сторонних производителей телеметрических систем;

- Станция управления должна обеспечивать прием и передачу сигнала на расстоянии от 100 до 700м от устья скважины.

Система погружной телеметрии:

- СПТ по степени защиты от проникновения воды, пыли и посторонних твёрдых частиц должна соответствовать исполнению:
 - погружной блок СПТ – IP68 по ГОСТ 14254;
 - наземный блок СПТ – IP21 по ГОСТ 14254.
- Конструкция СПТ в составе погружного и наземного блоков должна быть ремонтпригодной и безопасной в обслуживании.
- При размещении в составе компоновки НКТ погружной датчик должен иметь переходники с соединительной резьбой под НКТ-73мм и НКТ-89мм по ГОСТ-633;
- Диаметр корпуса погружного датчика не должен превышать 127 мм;
- Сопряжение наземного блока СПТ телеметрией должно производиться по интерфейсу RS-485 либо RS-232 по протоколу MODBUS RTU. При наличии более современных аналогов интерфейсов и протоколов возможно их применение при условии их совместимости с указанными выше наименованиями с применением эмуляторов или других технических решений, не нарушающих совместимость с контроллером станции управления;
- СПТ должна иметь защиту электронной части погружного блока от повреждения высоким напряжением при использовании мегомметра до 500В без соблюдения полярности;
- Погружное оборудование (кабель, погружной датчик) должно соответствовать по исполнению второй группе (коррозионностойкое исполнение)

Оборудование устья скважины:

- Электроконтактный манометр с диапазоном замера от 0 до 250 атм. должен

быть во взрывозащищенном исполнении, иметь резьбу для присоединения к крану высокого давления;

- Кабельный ввод с соединительной резьбой под НКТ-60мм должен обеспечивать надежную герметизацию кабеля на 250 атм.

4.3.5 Требования по транспортабельности, хранению и гарантии

- Условия транспортирования и хранения в части воздействия климатических факторов внешней среды – 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150-69;
- Температура воздуха от -40°C до +50°C;
- Гарантийный срок хранения - 18 мес. со дня изготовления;
- Гарантийный срок эксплуатации погружной части - 24 мес. со дня ввода в эксплуатацию, но не более 36 мес. со дня изготовления;
- Гарантийный срок эксплуатации станции управления- 5 лет;
- Гарантийный срок эксплуатации может быть изменен при дополнительном согласовании заказчика с предприятием-изготовителем;
- Безопасность эксплуатации должна соответствовать требованиям п.9.3.1 ГОСТ Р 56830-2015;
- Допускается транспортировка в упакованном виде любым видом транспорта в соответствии с требованиями п.9.8 ГОСТ Р 56830-2015.

4.3.6 Требования к консервации, упаковке и маркировке изделия

- Маркировка должна соответствовать требованиям п.9.2.7 ГОСТ Р 56830-2015;
- Исполнение упаковки оборудования по прочности должно быть "Среднее " (С), тип внутренней упаковки ВУ-0, категория упаковки - КУ-0 с защитой отдельных мест с помощью средств консервации и частичной упаковки;
- Документация, отправляемая совместно с оборудованием, должна быть вложена в герметичный пакет из полиэтиленовой пленки и закреплена на

корпусе.

4.3.7 Реализация работ по испытанию перспективного комплекса

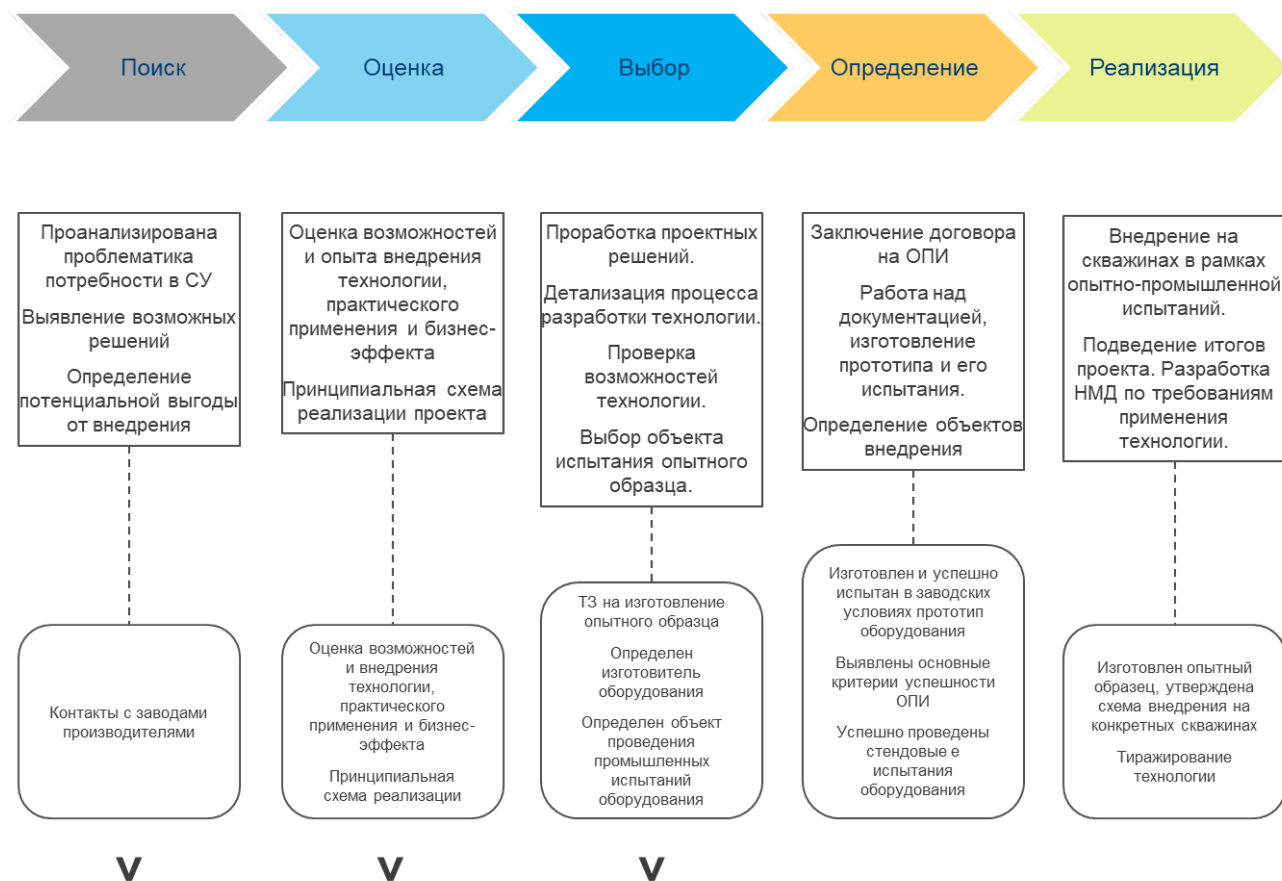


Рисунок 8 – Выполненные и оставшиеся этапы внедрения новой технологии

Производители систем погружной телеметрии от которых получен ответ по возможности изготовления СПТ для фонтанов

- Новомет – производитель отказался от участия в проекте.
- Ижевский радиозавод – оценил изготовление прототипа на ОПИ в 910 тыс.руб.
- СИАМ – оценил работу - оценил изготовление прототипа на ОПИ в 2 990 тыс.руб.
- Электон - находится на этапе оценки изготовления прототипа.

На 01.05.2019 года проект «Автоматизация фонтанного способа эксплуатации» находится на стадии (Рис. 8) подписания программы опытно – промышленных испытаний.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4В	Шаталову Артему Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Экономический эффект от применения Системы погружной телеметрии для фонтанного способа эксплуатации .
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Данные от ООО «Х»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет эксплуатационных затрат на внедрение системы погружной телеметрии;
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Расчет эксплуатационных эффекта от внедрения системы погружной телеметрии;
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет экономической эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Шаталов Артем Олегович		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Экономическая эффективность эксплуатации скважин с автоматизированным комплексом для фонтанного способа эксплуатации складывается из дополнительной добычи нефти. [13].

Таблица 5 – Значения для расчета

Название проекта	Разработка автоматизированного комплекса для фонтанного способа эксплуатации
Влияющие параметры	
Уровень скважины:	
Q_{ср.1 скв}, тн	Средний суточный дебит нефти скважин фонтанного способа эксплуатации
прирост, тн	Экспертное значение прироста в размере 4% от среднесуточного дебита нефти за счет внедрения технологии
Ср.Q.норм 1 скв., тн.	Ожидаемое значение среднего суточного дебита нефти скважин фонтанного способа эксплуатации с внедренной технологией
Доп.добыча нефти, тн.	Дополнительная добыча нефти после внедрения технологии
Уровень месторождения:	
СДФ нефтяной, скв	Среднедействующий фонд скважин нефтяного фонда
Доля фонтанных скважин, %	Средне сложившийся процент фонда скважин, эксплуатируемого фонтанным способом
СДФ фонтан, скв.	Среднедействующий фонд фонтанных скважин нефтяного фонда для тиражирования технологии
СДФ фонтан с комплексом, скв.	Среднедействующий фонд фонтанных скважин нефтяного фонда с внедренной технологией
Уровень технологии:	
Продолжительность замера параметров, мин	Средняя продолжительность операции по снятию устьевых параметров
частота операций в месяц	Средняя частота операций по снятию устьевых параметров в месяц
Трудозатраты на 1 скв в год, ч.	Трудозатраты персонала НГДП на контроль параметров работы фонтанирующей скважины в год

Общее время на контроль скважин, ч.	Общие трудозатраты персонала НГДП на контроль параметров работы фонда скважин, эксплуатируемых фонтанным способом
Ставка оператора ДНГ в час, руб.	Тарифная ставка оператора Добычи нефти и газа, выполняющего работы по контролю и сбору параметров работы фонтанной скважины
Затраты на контроль скважин, руб.	Общие затраты на ручной сбор и обработку информации по работе скважин фонтанного фонда
Снижение затрат на контроль скважин, руб.	Снижение затрат на сбор и обработку информации при внедрении технологии
Стоимость:	
Целевая стоимость комплекта, руб.	Ожидаемая стоимость комплекса погружной телеметрии и станции управления при разработке технологии
Прокат комплекса, руб/сут.	Ожидаемая стоимость проката оборудования в расчете гарантийного срока 5 лет и удорожания на 10%
Рост затрат на прокат, тыс.руб.	Увеличение затрат по прокату нефтепромыслового оборудования при применении технологии по прокатной схеме
Параметры тиражирования:	
ДО / месторождения / объекты / кластеры	ООО "Газпромнефть-Восток" Арчимнское 25-30

Описание алгоритма:

1. Исходя из известных значений (Таблица 5) СДФ нефтяного фонда (из данных ТПА) и сложившегося значения доли фонтанных скважин определяем прогнозируемое количество скважин фонтанных, в перспективе развития актива. Текущая доля составляет 6%

СДФ фонтан = (СДФ нефтяной/Доля фонтанных скважин), скв.

2. Имея прогнозное значение количества скважин фонтанных по годам на основании экспертного объема внедрения технологии (определится исходя из условий закупки оборудования) определяем период постепенного выхода на 100% оснащение комплексами к 2026году. Данный низкий темп обусловлен подходом по внедрению технологии по факту текущего ремонта

нефтепогружного оборудования на фонтанных скважинах с целью сокращения затрат и потерь нефти совмещая ГТМ и операцию по внедрению комплекса.

3. Определив на основании статистики внутрисменных потерь Общества на скважинах фонтанного способа эксплуатации с целью оптимизации расчета сокращения потерь было принято значение потенциальной дополнительной добычи при внедрении технологии на уровне 4%. Исходя из данного значения дополнительная добыча нефти за счет оптимизации контроля скважины фонтанного способа рассчитывается как:

$$\text{Ср.Q.норм 1 скв.} = \text{Ср.Q 1 скв.} * \text{прирост, тн.}$$

4. Исходя из прогнозного значения скважин фонтанных с внедренной технологией и на основании потенциального прироста добычи нефти общая дополнительная добыча нефти в год рассчитывается как.

$$\text{Доп.добыча нефти} = (\text{Ср.Q.норм 1 скв.} - \text{Ср.Q 1 скв.}) * 365 * \text{СДФ фонтан с комплексом, тыс.руб./год.}$$

5. Эффект от внедрения технологии по направлению дополнительной добычи нефти определяется с учетом ее стоимости

$$\text{Эффект от доп.добычи (Xгод)} = \text{Доп.добыча нефти} * \text{Нетбэк} * 1000, \text{ тыс.руб./год.}$$

6. При внедрении технологии на скважине фонтанного способа эксплуатации сократится ручной контроль и сбор данных персоналом НГДП. Общие трудозатраты на данный процесс определяются как:

$$\text{Трудозатраты на 1 скв в год} = ((\text{Продолжительность замера параметров} * 4) / 60) * 12, \text{ ч.}$$

7. Исходя из прогнозного значения скважин фонтанных с внедренной технологией и на основании средних трудозатрат в год на 1 скважину общие трудозатраты по контролю режима работы фонтанного фонда скважин рассчитывается как:

$$\text{Общее время на контроль скважин} = \text{Трудозатраты на 1 скв в год} * \text{СДФ фонтан с комплексом, ч.}$$

8. С учетом тарифной ставки оператора Добычи нефти и газа, выполняющего операции по контролю и снятию параметров ежегодные затраты на контроль режима работы фонтанного фонда скважин составляют:

Затраты на контроль скважин= Общее время на контроль скважин*

Ставка оператора ДНГ в час, руб.

9. Эффект от внедрения технологии по направлению сокращения трудозатрат на ручной контроль и сбор данных по скважинам фонтанного фонда:

Снижение затрат на контроль скважин= Общее время на контроль скважин* Ставка оператора ДНГ в час, руб.

10. При внедрении технологии ожидаются дополнительные затраты, обусловленные удорожанием нефтепромыслового оборудования. Ожидаемая целевая стоимость принята на уровне 1.2 млн.руб, как пороговая с целью обеспечения максимальной рентабельности. В условиях применения прокатной схемы поставки оборудования стоимость в сутки при использовании оборудования через сервисные компании оценивается как:

Прокат комплекса= Целевая стоимость комплекса/1095*1,1, руб/сут.

11. Исходя из прогнозного значения скважин фонтанных с внедренной технологией и на основании ожидаемой стоимости проката оборудования общий рост затрат на рассчитывается как:

Рост затрат на прокат = СДФ фонтан с комплексом*(Прокат комплекса*365)/1000, руб/сут.

Таблица 6 – Расчет дополнительной добычи нефти

	СДФ нефтян ой	доля фонтанных скважин	СДФ фонта н	СДФ фонтан с комплексом	Ср.Q 1 скв.	Пр иро ст	Ср.Q.но рм 1 скв.	Доп.доб ыча нефти	Нетбэ , руб./т	Эффект от доп.добыч и
	скв.		скв.	скв.	тн.		тн.	тн.	руб/т н.	тыс.руб
2 0 1 7	435	0,06	27	0	10,14	1,04	10,55	0,00	13 867	0
2 0 1 8	461	0,06	28	0	10,14	1,04	10,55	0,00	13 867	0

2 0 1 9	492	0,06	28	0	10,14	1,04	10,55	0,00	13 867	0
2 0 2 0	517	0,06	29	5	10,14	1,04	10,55	740,22	13 867	10 265
2 0 2 1	534	0,06	30	10	10,14	1,04	10,55	1480,44	13 867	20 529
2 0 2 2	531	0,06	30	15	10,14	1,04	10,55	2220,66	13 867	30 794
2 0 2 3	535	0,06	30	20	10,14	1,04	10,55	2960,88	13 867	41 059
2 0 2 4	543	0,06	31	25	10,14	1,04	10,55	3701,10	13 867	51 323
2 0 2 5	557	0,06	32	30	10,14	1,04	10,55	4441,32	13 867	61 588
2 0 2 6	575	0,06	33	33	10,14	1,04	10,55	4885,45	13 868	67 751
2 0 2 7	621	0,06	35	35	10,14	1,04	10,55	5181,54	13 869	71 863
2 0 2 8	674	0,06	38	38	10,14	1,04	10,55	5625,67	13 870	78 028
2 0 2 9	710	0,06	40	40	10,14	1,04	10,55	5921,76	13 871	82 141
2 0 3 0	722	0,06	41	41	10,14	1,04	10,55	6069,80	13 872	84 200
2 0 3 1	727	0,06	41	41	10,14	1,04	10,55	6069,80	13 873	84 206
2 0 3 2	721	0,06	41	41	10,14	1,04	10,55	6069,80	13 874	84 212
2 0 3 3	709	0,06	40	40	10,14	1,04	10,55	5921,76	13 875	82 164

2 0 3 4	701	0,06	40	40	10,14	1,04	10,55	5921,76	13 876	82 170
2 0 3 5	695	0,06	40	40	10,14	1,04	10,55	5921,76	13 877	82 176
2 0 3 6	693	0,06	39	39	10,14	1,04	10,55	5773,72	13 878	80 128
2 0 3 7	683	0,06	39	39	10,14	1,04	10,55	5773,72	13 879	80 133
2 0 3 8	679	0,06	39	39	10,14	1,04	10,55	5773,72	13 880	80 139
2 0 3 9	673	0,06	38	38	10,14	1,04	10,55	5625,67	13 881	78 090
2 0 4 0	665	0,06	38	38	10,14	1,04	10,55	5625,67	13 882	78 096
2 0 4 1	652	0,06	37	37	10,14	1,04	10,55	5477,63	13 883	76 046
2 0 4 2	625	0,06	36	36	10,14	1,04	10,55	5329,58	13 884	73 996
2 0 4 3	592	0,06	34	34	10,14	1,04	10,55	5033,50	13 885	69 890
2 0 4 4	558	0,06	32	32	10,14	1,04	10,55	4737,41	13 886	65 784
2 0 4 5	519	0,06	30	30	10,14	1,04	10,55	4441,32	13 887	61 677
2 0 4 6	499	0,06	28	28	10,14	1,04	10,55	4145,23	13 888	57 569
2 0 4 7	490	0,06	28	28	10,14	1,04	10,55	4145,23	13 889	57 573
2 0 4 8	476	0,06	27	27	10,14	1,04	10,55	3997,19	13 890	55 521

2 0 4 9	461	0,06	26	26	10,14	1,04	10,55	3849,14	13 891	53 468
2 0 5 0	442	0,06	25	25	10,14	1,04	10,55	3701,10	13 892	51 416
2 0 5 1	419	0,06	24	24	10,14	1,04	10,55	3553,06	13 893	49 363

Таблица 7– Расчет снижения трудозатрат и стоимость использования оборудования

	Время замера параме- тров	частота операц- ий в месяц	Трудо- затраты на 1 скв в год	Общее время на контроль скважин	Ставка операто- ра ДНГ в час	Затраты на контроль скважин	Снижение затрат на контроль скважин	Целевая стоимос- ть комплекс- а	Прок- ат комп- лекс- а	Рост затрат на прока- т
	мин.	шт.	ч.	ч.	руб.	руб.	руб.	руб.	руб/с ут.	тыс.р уб.
2 0 1 7	30	15	24	648	1 400	907 200	0	1 200 000	1 205	0
2 0 1 8	30	15	24	672	1 401	941 472	0	1 200 001	1 205	0
2 0 1 9	30	15	24	672	1 402	942 144	0	1 200 002	1 205	0
2 0 2 0	30	15	24	696	1 403	976 488	168 360	1 200 003	1 205	2 200
2 0 2 1	30	15	24	720	1 404	1 010 880	336 960	1 200 004	1 205	4 400
2 0 2 2	30	15	24	720	1 405	1 011 600	505 800	1 200 005	1 205	6 600
2 0 2 3	30	15	24	720	1 406	1 012 320	674 880	1 200 006	1 205	8 800
2 0 2 4	30	15	24	744	1 407	1 046 808	844 200	1 200 007	1 205	11 000
2 0	30	15	24	768	1 408	1 081 344	1 013 760	1 200 008	1 205	13 200

2 5										
2 0 2 6	30	15	24	792	1 409	1 115 928	1 115 928	1 200 009	1 205	14 520
2 0 2 7	30	15	24	840	1 410	1 184 400	1 184 400	1 200 010	1 205	15 400
2 0 2 8	30	15	24	912	1 411	1 286 832	1 286 832	1 200 011	1 205	16 720
2 0 2 9	30	15	24	960	1 412	1 355 520	1 355 520	1 200 012	1 205	17 600
2 0 3 0	30	15	24	984	1 413	1 390 392	1 390 392	1 200 013	1 205	18 040
2 0 3 1	30	15	24	984	1 414	1 391 376	1 391 376	1 200 014	1 205	18 040
2 0 3 2	30	15	24	984	1 415	1 392 360	1 392 360	1 200 015	1 205	18 040
2 0 3 3	30	15	24	960	1 416	1 359 360	1 359 360	1 200 016	1 205	17 600
2 0 3 4	30	15	24	960	1 417	1 360 320	1 360 320	1 200 017	1 205	17 600
2 0 3 5	30	15	24	960	1 418	1 361 280	1 361 280	1 200 018	1 205	17 600
2 0 3 6	30	15	24	936	1 419	1 328 184	1 328 184	1 200 019	1 205	17 160
2 0 3 7	30	15	24	936	1 420	1 329 120	1 329 120	1 200 020	1 205	17 160
2 0 3 8	30	15	24	936	1 421	1 330 056	1 330 056	1 200 021	1 206	17 160
2 0 3 9	30	15	24	912	1 422	1 296 864	1 296 864	1 200 022	1 206	16 720
2 0	30	15	24	912	1 423	1 297 776	1 297 776	1 200 023	1 206	16 720

4 0										
2 0 4 1	30	15	24	888	1 424	1 264 512	1 264 512	1 200 024	1 206	16 280
2 0 4 2	30	15	24	864	1 425	1 231 200	1 231 200	1 200 025	1 206	15 840
2 0 4 3	30	15	24	816	1 426	1 163 616	1 163 616	1 200 026	1 206	14 960
2 0 4 4	30	15	24	768	1 427	1 095 936	1 095 936	1 200 027	1 206	14 080
2 0 4 5	30	15	24	720	1 428	1 028 160	1 028 160	1 200 028	1 206	13 200
2 0 4 6	30	15	24	672	1 429	960 288	960 288	1 200 029	1 206	12 320
2 0 4 7	30	15	24	672	1 430	960 960	960 960	1 200 030	1 206	12 320
2 0 4 8	30	15	24	648	1 431	927 288	927 288	1 200 031	1 206	11 880
2 0 4 9	30	15	24	624	1 432	893 568	893 568	1 200 032	1 206	11 440
2 0 5 0	30	15	24	600	1 433	859 800	859 800	1 200 033	1 206	11 000
2 0 5 1	30	15	24	576	1 434	825 984	825 984	1 200 034	1 206	10 560

Таблица 8 – Расчет NPV проекта

Наименование		1. Положительный денежный поток (CF+)	Эффект от внедрения со	Снижение затрат на контроль скважин	Стоимость дополнительной добытой нефти	Дополнительная нефть	2. Отрицательный денежный поток (CF-)	Затраты прокат	LC	НДПИ	3. Налог на прибыль	4. NPV (Дисконтированные)
		тыс.р	тыс.р	тыс.р	тыс.руб	тн/год	тыс.р	тыс.руб	тыс.руб	тыс.р.	тыс.р.	тыс.р
2017	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	4	10433	168	168	10265	1	8083	2200	148	5735	500	1485
2021	5	20866	337	337	20529	2	16167	4400	296	11471	999	2606
2022	6	31300	506	506	30794	2	24250	6600	444	17206	1499	3429
2023	7	41733	675	675	41059	3	32334	8800	592	22942	1998	4011
2024	8	52167	844	844	51323	4	40418	11000	740	28677	2498	4398
2025	9	62602	1014	1014	61588	4	48501	13200	888	34413	2998	4630
2026	10	68867	1116	1116	67751	5	53351	14520	977	37854	3299	4469
2027	11	73047	1184	1184	71863	5	56585	15400	1036	40148	3500	4159
2028	12	79315	1287	1287	78028	6	61435	16720	1125	43589	3801	3962
2029	13	83496	1356	1356	82141	6	64668	17600	1184	45884	4003	3660
2030	14	85591	1390	1390	84200	6	66285	18040	1214	47031	4104	3292
2031	15	85598	1391	1391	84206	6	66285	18040	1214	47031	4105	2889
2032	16	85605	1392	1392	84213	6	66285	18040	1214	47031	4107	2535
2033	17	83524	1359	1359	82164	6	64668	17600	1184	45884	4008	2170
2034	18	83531	1360	1360	82170	6	64668	17600	1184	45884	4009	1904
2035	19	83538	1361	1361	82176	6	64668	17600	1184	45884	4011	1671
2036	20	81456	1328	1328	80128	6	63051	17160	1155	44736	3912	1430
2037	21	81463	1329	1329	80133	6	63051	17160	1155	44736	3913	1255
2038	22	81469	1330	1330	80139	6	63052	17160	1155	44736	3915	1101
2039	23	79387	1297	1297	78090	6	61435	16720	1125	43589	3815	941
2040	24	79393	1298	1298	78096	6	61435	16720	1125	43589	3817	826
2041	25	77310	1265	1265	76046	6	59818	16280	1096	42442	3718	706
2042	26	75227	1231	1231	73996	5	58201	15840	1066	41295	3618	603
2043	27	71054	1164	1164	69890	5	54968	14960	1007	39001	3418	499
2044	28	66880	1096	1096	65784	5	51735	14080	947	36707	3218	412
2045	29	62705	1028	1028	61677	4	48501	13200	888	34413	3018	339
2046	30	58529	960	960	57569	4	45268	12320	829	32118	2818	278
2047	31	58534	961	961	57573	4	45268	12320	829	32118	2819	244
2048	32	56448	927	927	55521	4	43651	11880	799	30971	2719	206
2049	33	54362	894	894	53469	4	42034	11440	770	29824	2619	174
2050	34	52275	860	860	51416	4	40418	11000	740	28677	2520	147
2051	35	50189	826	826	49363	4	38801	10560	711	27530	2420	124
ВСЕГО		2117893	34535	34535	2083358	150	1639338	446167		1163148	101716	60557

Положительный денежный поток (CF+) при реализации проекта по внедрению технологии определяется эффектом от снижения трудозатрат на

контроль и сбор данных по фонтанному фонду скважин и дополнительной добычей нефти за счет повышения качества контроля.

Отрицательный денежный поток (CF-) определяется только удорожанием стоимости оборудования, применяемого на фонтанной скважине.

В разрезе расчета до 2051 года NPV проекта оценивается на уровне 60,5млн.руб при дополнительной добыче нефти 150,1 тыс.тн.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4В	Шаталову Артему Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования

В ходе проведения работ по эксплуатации и обслуживанию скважин, оборудованных системой погружной телеметрии, обслуживающий персонал находится на кустовой площадке, на территории которой расположены скважины добывающего и нагнетательного фонда а так же сопутствующее блочное оборудование(АГЗУ, БГ, БКНС, БРХ) и внутри кустовые трубопроводы

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации оборудования блочной кустовой насосной станции.

Вредные факторы:

1. Повышенный уровень загазованности и запыленности рабочей зоны
2. Неудовлетворительная освещенность.
3. Неудовлетворительные метеорологические условия

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации оборудования блочной кустовой насосной станции.

Опасные факторы:

1. Механические опасности (источники, средства защиты);
2. Электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
3. Пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

2. Экологическая безопасность при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН

1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).
2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы).
3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

1. Перечень возможных ЧС при эксплуатации объекта.

	2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС. 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	1.ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая»; 2.ГОСТ 12.1.005-76 «Воздух рабочей зоны»; 3.ГОСТ 12.1.003-76 «Классификация шумов»; 4. СНиП II-A.5-70; 5. СНиП 11-58-75; 6.СНиП II-12-77; 7. СНиП 23-05-95; 8. СНиП 11-34-74. 9.Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности,2013г.
Перечень графического материала:	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4В	Шаталов Артем Олегович		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов.

Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен изучению и исследованию опасных и вредных производственных факторов, присутствующих при выполнении работ, исследуемых в бакалаврской работе.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ по эксплуатации и обслуживанию скважин оборудованных автоматизированным комплексом управления фонтанной скважины.

При выполнении работ по эксплуатации и обслуживанию скважин оборудованных автоматизированным комплексом, рабочий персонал находится на территории кустовой площадки или территории отдельно стоящей скважины.

Территории кустовых площадок являются объектом размещения не только скважин, но и сопутствующего оборудования (АГЗУ, БГ, БКНС, трубопроводы), большая часть из которого находится под избыточным давлением и имеет в своём составе электрифицированное оборудование, что несет в себе большое количество возможных опасностей.

6.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных системой погружной телеметрии

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 9).

Таблица 9 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин оборудованных УЭЦН

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003–74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Работа в холодное время года на открытом воздухе. 2. Электрооборудование (станции управления ЭЦН, трансформаторы, наземные кабельные линии ЭЦН) 3. Обслуживание фонтанной арматуры скважин (замена манометров, клапанов, штуцерных камер). 4. Обслуживание кустовой площадки скважин (убока снега, травы, талых вод, восстановление обвалования). 5. Обслуживание сопутствующего оборудования (АГЗУ, БРХ, трубопроводы). 6. Проведение различных технологических операций (долив скважины, промывка скважины, опрессовка лифта НКТ).	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2. Неудовлетворительные метеорологические условия. 3. Повышенный уровень шума. 4. Отсутствие или недостаток освещенности.	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества». 2. ГОСТ 12.1.038– 82 ССБТ «Электробезопасность». 3. ГОСТ 12.1.030-81. Естественное и искусственное освещение 4. ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [14] .

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ООО «Х» установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе[15]:

1) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 10 м/с: - 30 °С; свыше 8 м/с: - 28 °С;

2) все остальные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 35 °С; от 5 до 10 м/с: - 34 °С; свыше 10 м/с: - 32 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 36 °С и ниже. При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума

Многие производственные процессы (использование эхолота, бензоинструмента) сопровождаются значительным уровнем шума, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека.

Допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБ[16]. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц - инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000 Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения). Непосредственное действие вибрации имеет место при работе с ручным инструментом.

Для защиты органов слуха применяют средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противοшумные вкладыши (беруши).

Недостаток освещенности

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения[17].

6.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных системой погружной телеметрии

Механические опасности

Механические опасности на территории кустовой площадки представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки а также падение предметов с высоты.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности

Давление в системах работающих механизмов

На территории кустовой площадки располагаются групповые или индивидуальные замерные установки, оборудованные сепарационными ёмкостями, которые относятся к категории сосудов, работающих под давлением.

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств. Персонал обязан периодически в течение смены[18]:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности

- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению. Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованиям в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;

- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале. Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводиться ежемесячно. Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

Поражение электрическим током

Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А·мин.

Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования.

Основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Взрывопожароопасность

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1[19].

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожароопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий :

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

- планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике, имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

6.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Источники воздействия на атмосферу. Эксплуатация объектов нефтедобычи связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов: факельные стояки, дымовые трубы, выхлопные трубы, вентиляционные воздуховоды, фланцевые соединения, запорно-регулирующую арматуру. Кроме этого, на всех стадиях освоения месторождения в атмосферу выделяются загрязняющие вещества от передвижного транспорта.

Мероприятия по уменьшению воздействия на атмосферный воздух. Для снижения негативного воздействия при разведке X месторождения на воздушный бассейн должны выполняться следующие технологические решения:

- утилизация попутного газа должна выполняться в соответствии с газовой программой;
- проведение планово-предупредительных мероприятий;
- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в специальные аварийные емкости и на аварийный факел;
- все резервуары предусмотрено оснастить газовой подушкой и дыхательными клапанами для сокращения выбросов;
- обеспечение высокой степени автоматизации производства;
- оснащение факельных линий конденсатосборными емкостями, что позволит исключить выбросы жидких фракций углеводородов с факельными газами;
- диспетчерский контроль за технологическими и вспомогательными процессами;

- применение в качестве топлива для котельной очищенного попутного газа;
- улавливание сажи;
- оборудование системы сигнализации пожара при взрывоопасных концентрациях;
- предусмотрение средств пожаротушения;

Защита гидросферы

Мероприятия по охране водных ресурсов:

- обеспечение полной утилизации промышленной сточной воды, сброс промывочных стоков с площадок ДКС и других объектов в коллектор или в специальные ёмкости;
- регулярную проверку состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- предотвращение утечки через неплотные соединения в водяных линиях, применение замкнутой системы водоснабжения при бурении;
- осуществление сбора эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость;
- строительство кустовых площадок и шламовых амбаров.

Защита литосферы

При разработке месторождения нефти на почвенно-растительный покров осуществляется следующее воздействие:

- механическое (нарушение структуры грунта при строительстве производственных объектов, дорог и др.);
- химическое (изменение состава почв от загрязнения отходами, нефтепродуктами, пластовыми водами и др.);
- физическое (тепловое, электромагнитное, радиоактивное и др.).

Деградация почв происходит как от прямого попадания нефти на нее, так и от косвенного влияния на почвенные условия. Мероприятия, направленные на восстановление почв, главным образом ориентируются на их самовосстановление, на создание условий, способствующих этому.

Технологические мероприятия, направленные на снижение аварийности

промысловых объектов, охрану атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, в значительной мере способствуют также сохранению земельных ресурсов, снижению воздействия на флору и фауну в районе месторождения. Кроме того, для уменьшения воздействия промысловых объектов на почвы, растительный и животный мир предусматриваются ниже следующие мероприятия:

1. Нефтепромысловые объекты (за исключением трубопроводов внешнего транспорта) должны располагаться строго в пределах лицензионной территории.

2. Размещать нефтепромысловые объекты следует с учетом их возможного негативного влияния на окружающую среду с использованием технологий, проектных решений, методов и технических средств, обеспечивающих минимизацию уровня воздействия на окружающую среду и профилактику возникновения аварийных ситуаций, создающих угрозу загрязнения окружающей среды.

3. Количество нефтепромысловых объектов и земельные отводы под них следует довести до минимума, для чего, в частности, применять кустовое бурение, совмещение различных линейных сооружений в одном коридоре;

4. Принимаемые проектные решения должны гарантировать экологическую безопасность предприятия, обеспечивая высокую надежность и безаварийную эксплуатацию нефтепромысловых объектов и систем, а также надежную и бесперебойную работу очистных сооружений, обезвреживание и утилизацию отходов.

Для минимизации ущерба окружающей среде при аварийных разливах нефти предприятие имеет план реагирования на разлив нефти, учитывающий все возможные аварийные ситуации.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа

возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории кустовой площадке нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) оборудования, нефтесборных трубопроводов, выкидных линий.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа. При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

- арматура фонтанных скважин должна соответствовать ГОСТ 13846 – 89 и проходить обслуживание и ревизии согласно установленных графиков.

- запорная арматура допускается к установке на ФА скважины только при наличии сертификатов и паспорта завода изготовителя.

Наиболее вероятной ЧС на территории кустовой площадки является розлив нефтепродуктов при разгерметизации выкидного коллектора скважины.

Для ликвидации аварии необходимо остановить скважину, на которой произошла разгерметизация выкидного коллектора, и вывести коллектор из работы. Сбросить избыточное давление из коллектора не дренажную ёмкость.

Для ликвидации последствий разлива необходимо необходимо «накрыть» пятно разлива пенными составами для снижения загазованности территории. Далее сделать приямки для сбора нефтепродуктов и собирать нефтепродукты с приямков при помощи специальной техники(АКН). Затем собрать грунт с остатками нефтепродуктов и вывезти в шломовый накопитель. Место разлива засыпать свежим грунтом.

Для ликвидации последствий аварий на предприятии разрабатывается план ликвидации аварии (ПЛА) для всех объектов нефтегазового промысла.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих является предупреждающие таблички на служебных помещениях и оборудовании («Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

Подготовка рабочего места и допуск персонала к работе осуществляется только после получения разрешения от руководителя, в управлении и ведении которого находится объект и оборудование.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно – ремонтного других задействованных организаций.

Ответственный руководитель перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливают правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем организации, по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливают с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта.

Выводы

Рассмотрены меры промышленной безопасности при выполнении работ по эксплуатации и обслуживанию скважин, оборудованных автоматизированным комплексом управления фонтанной скважины, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по минимизации их воздействия на работника.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках автоматизации и повышения эффективности эксплуатации скважин фонтанным способом в технологическом плане актива общества сформирована программа по поиску оптимальных решений. По данному направлению развитие технологий позволило значительно повысить эффективность эксплуатации скважин механизированного фонда скважин. Внедренные системы погружной телеметрии позволили в режиме «on-line» осуществлять контроль и регулирование режима работы насосной установки, а так же на основании датчиков рассчитывать забойное и пластовое давление. Развитие элементной базы и снижение стоимости комплектующих обеспечило 100% внедрение недорогих и надежных комплексов погружной телеметрии, ставшей неотъемлемой частью погружной насосной установки. Успех в области развития алгоритмов виртуальной расходомерии позволил на основании массива данных с системы погружной телеметрии на основании цифрового двойника обеспечить с высокой точностью моделирование скважинных условий и работу насосной установки. Это в перспективе позволит еще больше сократить затраты на контроль режима работы насосной установки.

Данные наработки, хорошо зарекомендовавшие себя на скважинах механизированного фонда, внедренные в перспективе на фонтанных скважинах позволят так же обеспечить повышение эффективности и сокращение затрат на добычу нефти. Обеспечение фонтанной скважины полным комплексом телеметрии позволит приблизиться к возможности создания цифрового двойника системы «скважина-пласт» и обеспечить переход на новый уровень контроля режима работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая схема разработки X месторождения: ООО «Х», Санкт-Петербург, 2018. – с. 373.
2. Ивановский В.Н. Вопросы эксплуатации фонтанным способом: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», июль, 2010. – с. 4-15.
3. Донской Ю.А., Дарищев А.Ю. О применении СПТ для добычи нефти: Нефтепромысловое дело, выпуск №27, 2010.
4. Субарев Д.Н. Проблемы оперативного управления фонтанными скважинами: электронный журнал «Вестник киберетики». – Тюмень: Изд-во «ИПОС СО РАН», апрель, 2011. – с. 41-46.
5. Документация по оборудованию REDA EZline: Schlumberger, 2007. – с. 51.
6. Аптыкаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН,: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.
7. Инструкция по применению режима периодического кратковременного включения на малодебитном и осложненном фонде: ООО «Х», Санкт-Петербург, 2013. – с. 20.
8. Фонд нефтяных скважин за июнь 2019 по Xместорождению.
9. Технологический режим X месторождения. – июнь, 2019.
10. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодебитных скважин в ОАО «НК «Роснефть»»: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 4-12.
11. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

12. Инструкция по организации работ на открытом воздухе при пониженных температурах ООО «Х»
13. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».
14. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
15. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
16. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.